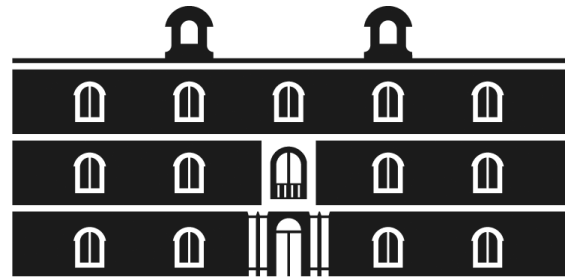


**Universidad
Politécnica
de Cartagena**



industriales
etsii UPCT

Estudio básico y análisis de rentabilidad de la instalación de huerto solar de 1 MW e instalación de MT asociada.

Titulación: Ingeniería Industrial

Alumno: Alberto Marín Salas

Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, 8 de Septiembre de 2014

Antes de proceder a la redacción de este proyecto, quiero dar las gracias a toda mi familia, en particular a mis padres que desde pequeño me inculcaron lo importante que era estudiar y ser trabajador en la vida, pero lo más importante es que cada día me ayudan a ser mejor persona, también me gustaría agradecer a mi novia Pilar por soportar mis largos cuatrimestres de estudios en esta carrera tan sacrificada y a mi tutor del proyecto Francisco Javier por estar dispuesto a ayudarme en todo lo que he necesitado.

Gracias a todos por haber hecho esto posible.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Alberio Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ÍNDICE

ÍNDICE

1. MEMORIA DESCRIPTIVA	11
1.1. Introducción	13
1.2. Objeto	22
1.3. Situación y Emplazamiento	23
1.4. Resumen general de la instalación	25
1.5. Legislación y normativa aplicable	28
1.6. Descripción de las Instalaciones	29
1.7. Cálculo de la producción anual en función de la radiación solar	86
1.8. Análisis de rentabilidad de la instalación	90
1.9. Estudio básico de seguridad, higiene y salud en el trabajo, con aplicación integral de la ley de prevención de riesgos laborales	99
2. MEMORIA JUSTIFICATIVA	139
2.1. Instalación para la evacuación de la energía	141
2.2. Instalación para el consumo de la energía	416
2.3. Instalación de Centros de transformación (CT1 y CT2) para evacuar la energía de los campos fotovoltaicos	684
2.4. Instalación de Centro de seccionamiento o centro de transformación auxiliar (CT3)	696
2.5. Instalación de Línea eléctrica de Alta Tensión	712
ANEXOS	757
Anexo 1: Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales bienes inmuebles de naturaleza rústica	759
Anexo 2: Plano cartográfico	761
Anexo 3: Estudio de las posibles instalaciones de placas solares fotovoltaicas	763
Anexo 4: Módulo solar X21 – 345	769



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ÍNDICE

Anexo 5: Inversor Ingeteam 500 TL -----	771
Anexo 6: Seguidor solar OPTIM-LAND -----	773
3. PLANOS -----	775
4. PLIEGO DE CONDICIONES -----	865
4.1. Condiciones generales:-----	867
4.2. Condiciones Técnicas del generador solar fotovoltaico de 1 MW -----	878
4.3. Condiciones Técnicas para la ejecución y montaje de instalaciones eléctricas en baja tensión -----	888
4.4. Condiciones Técnicas para la Ejecución de Redes Subterráneas de Distribución en Baja Tensión -----	907
4.5. Condiciones Técnicas para la Obra Civil y Montaje de Centros de Transformación de Interior prefabricados: -----	920
4.6. Condiciones Técnicas para la Obra Civil y Montaje de líneas eléctricas de Alta Tensión con conductores aislados -----	936
4.7. Condiciones Técnicas para la Obra Civil y Montaje de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión -----	953
5. PRESUPUESTOS -----	973
5.1. Presupuesto obra civil -----	975
5.2. Presupuesto mano de obra -----	975
5.3. Presupuesto instalación evacuación energética -----	976
5.4. Presupuesto instalación de consumo de energía -----	977
5.5. Presupuestos centros de transformación prefabricados -----	978
5.6. Presupuesto línea aérea de Alta Tensión -----	980
5.7. Presupuesto total -----	980
6. BIBLIOGRAFÍA -----	981



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Potencia instalada en el sistema peninsular.	19
Tabla 2 Energía por unidad de superficie en las diferentes zonas	24
Tabla 3 Ancho y largo de las cimentaciones de los apoyos de las líneas aéreas.....	34
Tabla 4 Características módulo solar X21 – 345 (STC)	36
Tabla 5 Características POWERMAX 500TL M400	38
Tabla 6 Características principales seguidor solar TT - 0027.....	40
Tabla 7 Datasheet XL Photovoltaic Fuses	42
Tabla 8 Datasheet S800PV-S	42
Tabla 9 Distancia líneas seguidor solar - CGP.....	44
Tabla 10 Cuadros CGP.....	44
Tabla 11 Distancia líneas CGP - Inversor	44
Tabla 12 Elementos que figuran en el entronque aéreo - subterráneo	49
Tabla 13 Elementos que figuran en apoyos de fin de línea aérea.....	50
Tabla 14 Cuadros CGP Tabla 15 Distancia líneas CT1 - CGP.....	56
Tabla 16 Distancia líneas seguidor solar - CGP.....	56
Tabla 17 Características conducto LA-56	81
Tabla 18 Descripción de los elementos que figuran en apoyos de alineación	82
Tabla 19 Descripción de los elementos que figuran en apoyos de ángulo	84
Tabla 20 Descripción de los elementos que figuran en apoyos de fin de línea.....	85
Tabla 21 Irradiación solar (Wh/m2día) mensuales en Cartagena	86
Tabla 22 Potencia pico del generador.....	88
Tabla 23 Energía (kWh) inyectada por el generador	89
Tabla 24 Tarifa Electricidad 2.1 A (Iberdrola 2014).....	93
Tabla 25 Valores para análisis de rentabilidad.....	95
Tabla 26 Resultados anuales del VAN.....	96
Tabla 27 Resultados TIR para el año 30	97
Tabla 28 Componentes principales de la instalación (STC).....	141
Tabla 29 Condiciones de funcionamiento	142
Tabla 30 Componentes principales de la instalación.....	143
Tabla 31 Inclinación método mes peor.....	147
Tabla 32 Resultado inclinación óptima	147
Tabla 33 Espesor de nieve acumulada (cm)	153
Tabla 34 Temperatura extremas mínimas (°C)	154
Tabla 35 Sobrecarga de nieve en invierno en un terreno horizontal (kN/m ²).....	155
Tabla 36 Coeficientes para tipo de entrono.....	158
Tabla 37 Coeficiente de presión exterior para Marquesinas a un agua.....	159
Tabla 38 Sobrecargas soportada en estructura del seguidor DB-SE-AE.....	160
Tabla 39 Caso más desfavorable de cargas sobre estructura seguidor	162
Tabla 40 Fuerzas sobre el mástil de la estructura (2,5 metros)	164
Tabla 41 Características fundamentales del módulo solar X21-345.....	168
Tabla 42 Disposición de 12 módulos en serie sobre seguidor	168
Tabla 43 Instalación en paralelo de 11 seguidores en 1 Subcampo.....	169
Tabla 44 Instalación generador fotovoltaico de 500 kW.....	169
Tabla 45 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-07)	170
Tabla 46 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-07)	171



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ÍNDICE

Tabla 47 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-07) -----	171
Tabla 48 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-07)-----	171
Tabla 49 Intensidad admisible de los cables de cobre (L. monofásicas) (ITC-BT-07) -----	172
Tabla 50 Intensidad admisible de los cables de cobre (L. trifásicas) (ITC-BT-07) -----	178
Tabla 51 Sección del neutro (ITC-BT-07.1) -----	178
Tabla 52 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-LAT-06)-----	181
Tabla 53 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-LAT-06)-----	182
Tabla 54 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-LAT-06)-----	182
Tabla 55 Factor de corrección por profundidad (ITC-LAT-06) -----	182
Tabla 56 Intensidad admisible de los cables de aluminio (ITC-LAT-06) -----	183
Tabla 57 Resistencia, reactancia y capacidad en cable 12/20kV (ITC-LAT-06) -----	184
Tabla 58 Densidades máximas de I_{cc} cable Al 12/20kV (ITC-LAT-06) -----	185
Tabla 59 Intensidades de cortocircuito en pantallas de cobre (ITC-LAT-06) -----	186
Tabla 60 Características eléctricas seguidores solares -----	187
Tabla 61 Valor k según tipo de cable y aislamiento (UNE 20460-4-43)-----	192
Tabla 62 Diámetro exterior de los tubos protectores (ITC-BT-21) -----	375
Tabla 63 Secciones LCGP1_DC y las correspondientes al Subcampo 1 y 2 -----	376
Tabla 64 Secciones LCGP2_DC y las correspondientes al Subcampo 3 y 4 -----	376
Tabla 65 Secciones LCGP3_DC y las correspondientes al Subcampo 5 -----	377
Tabla 66 Secciones LCGP4_DC y las correspondientes al Subcampo 6 y 7 -----	377
Tabla 67 Secciones LCGP5_DC y las correspondientes al Subcampo 8 y 9 -----	378
Tabla 68 Secciones LCGP6_DC y las correspondientes al Subcampo 10 y 11 -----	378
Tabla 69 Características eléctricas Inversor -----	379
Tabla 70 Impedancias aguas arriba del inversor -----	384
Tabla 71 Sección LINV_CBTAC -----	386
Tabla 72 Características eléctricas a la salida de los CT -----	387
Tabla 73 Diámetro exterior e interior de los tubos protectores (NI 52.95.03)-----	399
Tabla 74 Tapones normalizados (NI 52.95.03) -----	399
Tabla 75 Manguitos de unión normalizados (NI 52.95.03)-----	399
Tabla 76 Sección LCT1_MTAC y LCT2_MTAC -----	399
Tabla 77 Características eléctricas a la salida de los CT -----	400
Tabla 78 Sección LCT3_OUTMTAC -----	407
Tabla 79 Características eléctricas a la salida del centro de seccionamiento-----	408
Tabla 80 Sección entronque-----	415
Tabla 81 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-19) -----	422
Tabla 82 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-19)-----	422
Tabla 83 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19) -----	423
Tabla 84 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-19)-----	423
Tabla 85 Factor de corrección temperatura ambiente (ITC-BT-19) -----	423
Tabla 86 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19) -----	424
Tabla 87 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método D)-----	424
Tabla 88 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método B2) -----	425
Tabla 89 Características eléctricas a la entrada del CT3 -----	429
Tabla 90 Sección LCT3_INMTAC -----	434
Tabla 91 Características línea LCT3_BTAC -----	436
Tabla 92 Características línea LCT3_L1_BTAC -----	443



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ÍNDICE

Tabla 93 Características línea LCT3_L2_BTAC-----	447
Tabla 94 Características línea LCT3_L3_BTAC-----	451
Tabla 95 Secciones en Centro de transformación auxiliar-----	455
Tabla 96 Características línea LCT1_BTAC y LCT2_BTAC -----	457
Tabla 97 Características línea LCT1_L1_BTAC-----	463
Tabla 98 Características línea LCT1_L2_BTAC-----	467
Tabla 99 Características línea LCT1_L3_BTAC-----	471
Tabla 100 Líneas que alimentan a los consumos del CT1 y CT2 -----	475
Tabla 101 Características eléctricas motores seguidores solares-----	477
Tabla 102 Secciones LCGP1_AC y las correspondientes al Subcampo 1 y 2-----	680
Tabla 103 Secciones LCGP2_AC y las correspondientes al Subcampo 3 y 4-----	681
Tabla 104 Secciones LCGP3_AC y las correspondientes al Subcampo 5-----	681
Tabla 105 Secciones LCGP6_AC y las correspondientes al Subcampo 6 y 7-----	682
Tabla 106 Secciones LCGP5_AC y las correspondientes al Subcampo 8 y 9-----	682
Tabla 107 Secciones LCGP6_AC y las correspondientes al Subcampo 10 y 11 -----	683
Tabla 108 Características eléctricas instalación aérea -----	718
Tabla 109 Hipótesis y zonas características de una instalación aérea -----	722
Tabla 110 Tensiones y flechas máximas de la línea aérea -----	727
Tabla 111 Tensiones y flechas mínimas de la línea aérea -----	727
Tabla 112 Tensiones y flechas -----	728
Tabla 113 Tensiones y flechas -----	728
Tabla 114 Características eléctricas U70B -----	729
Tabla 115 Características apoyos línea aérea-----	751
Tabla 116 Apoyos adoptados-----	752
Tabla 117 Cálculo de cimentaciones de la instalación aérea -----	755
Tabla 118 Características de las cimentaciones de la instalación aérea-----	755

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Consumo de energía primaria en el año 2010 (fuente: IDAE).-----	13
Figura 2 Evolución capacidad eléctrica instalada. -----	14
Figura 3 Distribución proporcional de gases de efecto invernadero. -----	15
Figura 4 Combustibles fósiles por capas en el subsuelo.-----	18
Figura 5 Porcentaje de tecnologías que cumplen demanda de 36.446 MWh. -----	20
Figura 6 Precio OMIE €/MWh-----	22
Figura 7 Zonas de radiación solar en España (CTE - HE 5) -----	24
Figura 8 Elemento protección característico en PV (Varistores)-----	43
Figura 9 Elementos que figuran en el entronque aéreo - subterráneo -----	48
Figura 10 Trenza PAT Aéreo- Subterráneo-----	49
Figura 11 Elementos que figuran en apoyos de fin de línea aérea-----	50
Figura 12 Elementos que figuran en apoyos de alineación -----	82
Figura 13 Elementos que figuran en apoyos de ángulo -----	83
Figura 14 Gráfica de los resultados anuales del VAN -----	95
Figura 15 Gráfica de los resultados anuales del VAN con primas-----	98
Figura 16 Representación del ángulo azimut-----	146



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ÍNDICE

Figura 17 Representación del ángulo de inclinación	146
Figura 18 Proyección de sombra entre módulos	148
Figura 19 Distancia entre módulos	148
Figura 20 Modulo fotovoltaico en posición horizontal	149
Figura 21 Parrilla 3 x 4 sobre la que se asientan los 12 módulos	149
Figura 22 Distancia entre módulos y cotas del caso real. (Vista perfil de la distribución)	150
Figura 23 Distancia entre módulos y cotas del caso real. (Vista alzado de la distribución)	151
Figura 24 Zonas climáticas de invierno	155
Figura 25 Presión del viento sobre marquesinas a un agua, inclinadas un ángulo β	156
Figura 26 Valor básico de la velocidad del viento, v_b	157
Figura 27 Acción del Viento sobre estructura del seguidor solar	163
Figura 28 Descomposición de Fuerzas sobre Mástil	165
Figura 29 Cargas en la superficie de la zapata	166
Figura 30 Cargas de comprobación al vuelco	166
Figura 31 Solicitaciones zapata 2,1 x 1,8 x 0,6	167
Figura 32 Línea LINV_CBTAC	379
Figura 33 Línea LCT1_MTAC y LCT2_MTAC	387
Figura 34 Cable característico Alta Tensión	390
Figura 35 Características dimensionales del cable de Alta Tensión	391
Figura 36 Línea LCT3_OUTMTAC	400
Figura 37 Entronque aéreo - subterráneo	408
Figura 38 Línea LCT3_INMTAC	429
Figura 39 Líneas de Baja Tensión a la salida del transformador 3	435
Figura 40 Línea LCT3_BTAC	436
Figura 41 Línea LCT3_L1_BTAC	443
Figura 42 Línea LCT3_L2_BTAC	447
Figura 43 Línea LCT3_L3_BTAC	451
Figura 44 Líneas LCT1_BTAC y LCT2_BTAC	456
Figura 45 Línea LCT1_L1_BTAC	463
Figura 46 Línea LCT1_L2_BTAC	467
Figura 47 Línea LCT1_L3_BTAC	471
Figura 48 Línea LCGPN_AC	476
Figura 57 Módulo fotovoltaico	763
Figura 58 Tipos de células fotovoltaicas	765
Figura 59 Rendimiento y coste de diferentes seguidores solares	767
Figura 60 Seguidor solar a dos ejes	767



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Estudio básico y análisis de rentabilidad de la instalación de huerto solar de 1 MW e instalación de MT asociada.

1. MEMORIA DESCRIPTIVA

Titulación: Ingeniería Industrial

Alumno: Alberto Marín Salas

Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, 8 de Septiembre de 2014



1.1. Introducción

Desde el año 2000 España está elaborando planes de fomento de las energías renovables, en el periodo de los años del 2000 al 2010, en 2005 hubo un plan incluyendo otros objetivos pero con la misma finalidad, España se comprometía a que el 12 % de la energía primaria consumida en el estado español debería provenir de fuentes renovables, para reducir considerablemente las emisiones de CO₂ a la atmósfera. En el año 2010 España alcanzó el 11,3%, figura 1, por lo que no consiguió lograr que el 12% de la energía primaria consumida proviniera de fuentes renovables.

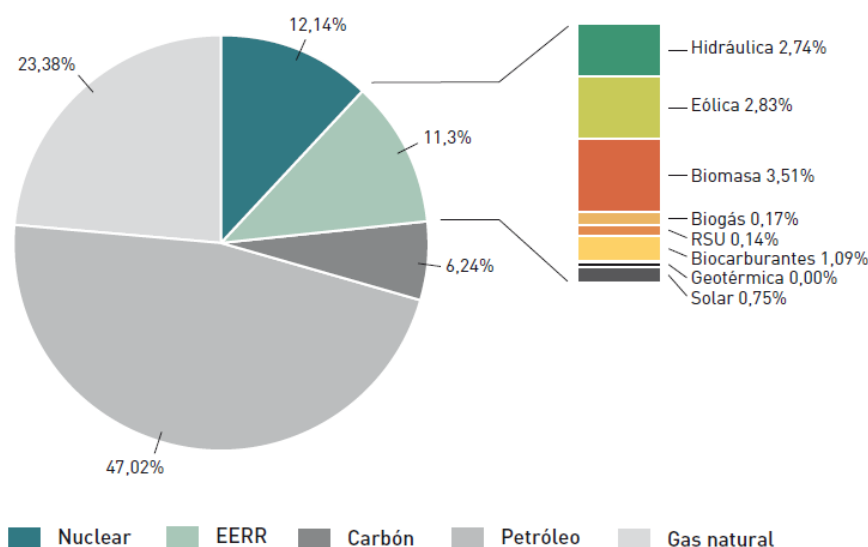


Figura 1 Consumo de energía primaria en el año 2010 (fuente: IDAE).

Actualmente está en marcha un nuevo plan 2011 - 2020, este plan incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros. La Directiva establece como objetivo conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea, el mismo objetivo establecido para España, y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte (biocarburantes) en cada Estado miembro para el año 2020.



Evolución de la capacidad eléctrica instalada según fuentes energéticas (fuente MITyC/ IDAE)

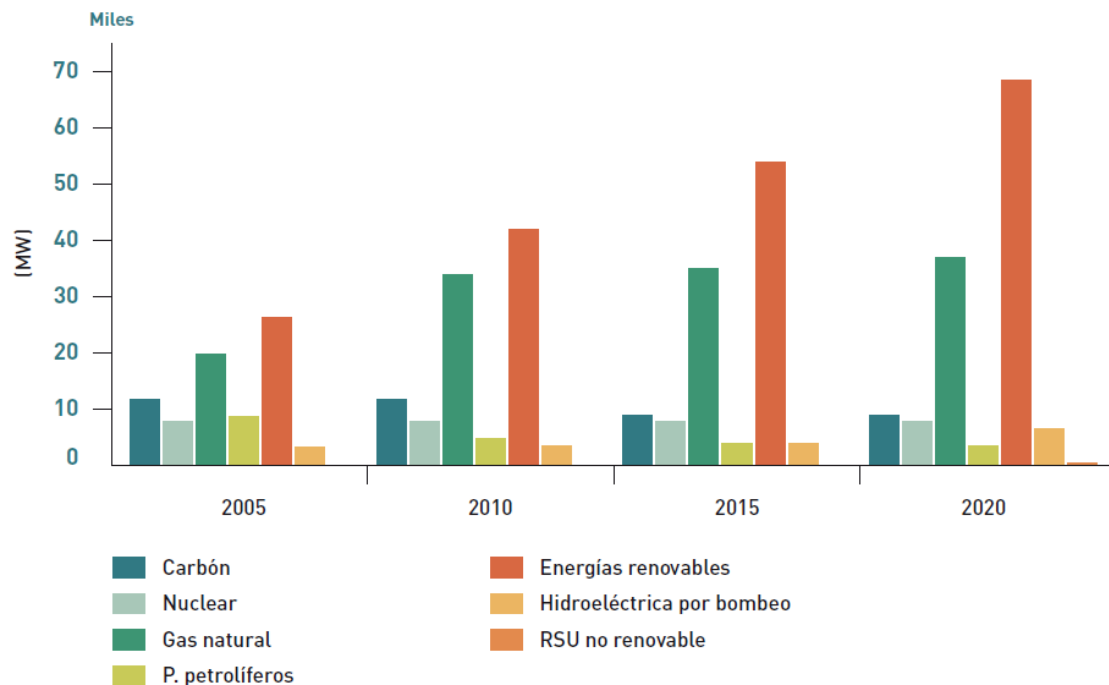


Figura 2 Evolución capacidad eléctrica instalada.

Se puede observar en dicha gráfica, figura 2, la progresión ascendente de las energías renovables, por lo que se pretende conseguir en 2020 una mayor potencia eléctrica instalada con tecnologías renovables que predominen sobre las convencionales o clásicas.

Todos estos planes tienen como finalidad reducir emisiones de seis gases de efecto invernadero (dióxido de carbono (CO_2), gas metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF_6)) que causan el calentamiento global en el medio ambiente con la finalidad de cumplir los acuerdos firmados en el protocolo de Kyoto¹.

¹ Protocolo de Kyoto:
http://es.wikipedia.org/wiki/Protocolo_de_Kioto_sobre_el_cambio_clim%C3%A1tico



Gases de efecto invernadero:

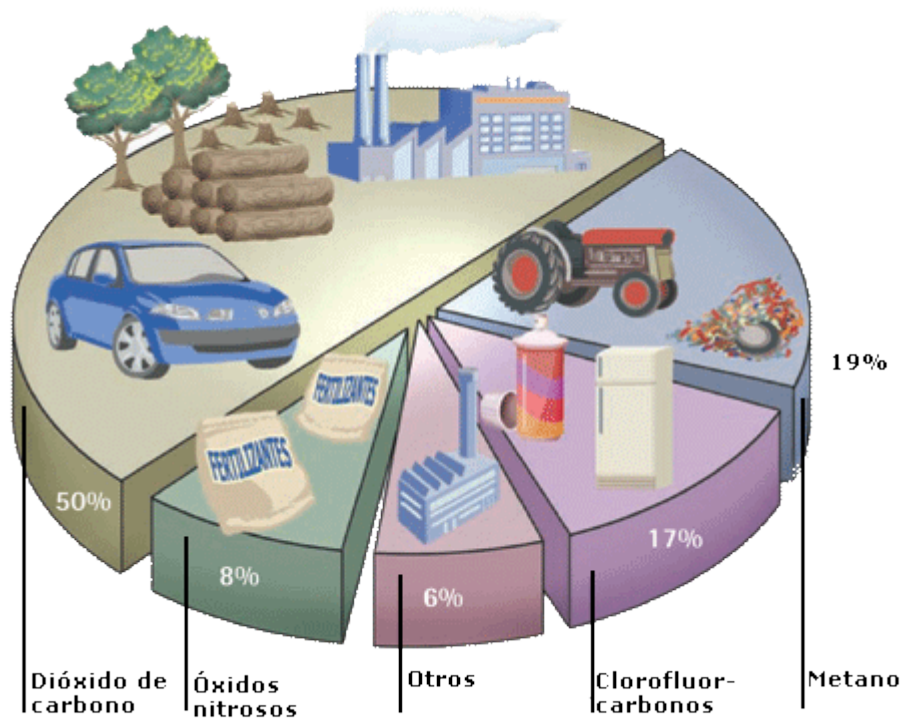


Figura 3 Distribución proporcional de gases de efecto invernadero.

Podemos observar, figura 3, que el gas de efecto invernadero que predomina sobre otros es el CO_2 por lo que reduciendo las emisiones de CO_2 reduciremos una gran parte de emisiones de efecto invernadero a la atmósfera, reduciendo así el calentamiento global. Con las energías renovables evitaremos emisiones de CO_2 , por eso todos los planes mencionados anteriormente quieren implantar sistemas de obtención de energía que estén libres de emisiones CO_2 , es decir implantar fuentes de generación de energías renovables.

El plan 2020 también quiere reducir en un 20% el consumo energético, elaborando planes de eficiencia energética para consumir menos energía y así evitar a su vez emisiones de CO_2 asociadas a la energía consumida.

En resumen el plan dice que de aquí a 2020 tenemos que conseguir: 20% renovables, 20% menos de emisiones, 20% menos de consumo energético.



1.1.1.Fuentes de energía

Existen dos fuentes de energía en la actualidad: fuente de energías renovables, son aquellas que pueden explotarse ilimitadamente, su cantidad disponible en la tierra no disminuye a medida que se aprovecha y fuentes de energías no renovables que son aquellas que están almacenadas en cantidades inicialmente fijas, comúnmente en el subsuelo. A medida que se consume un recurso no renovable se va agotando.

1.1.1.1. Fuentes de energía renovables

Derivadas del sol:

- **Térmica.** El efecto térmico producido en la energía solar hace posible que el hombre lo utilice directamente mediante diferentes dispositivos artificiales para concentrarlo y hacerlo más intenso, transfiriéndolo a los fluidos que le interesan.
- **Fotovoltaica.** El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se realiza a partir de células solares que transforman la radiación solar en energía eléctrica. Debido a su sencillez, operatividad y fiabilidad se viene empleando comercialmente para la generación eléctrica en el mismo lugar de la demanda.
- **Hidráulica.** Aprovecha un salto existente en un curso de agua transformando la energía agua, potencial de la masa de agua en el punto más elevado en energía eléctrica disponible en el punto más bajo. Se considera derivada de la energía solar porque el sol provee la fuerza impulsora del ciclo hidrológico.
- **Eólica.** Una instalación eólica está constituida por un conjunto de equipos necesarios para transformar la energía contenida en el viento e energía disponible, normalmente eléctrica o mecánica, según se empleen aerogeneradores o aerobombas respectivamente.
- **Maremotérmica.** Aprovechamiento de los gradientes térmicos existentes entre la superficie y el fondo marino.



- **Olas.** Las olas del mar son un derivado terciario de la energía solar. El calentamiento de la superficie terrestre genera viento, y el viento genera las olas. Sólo el 0.01% del flujo de la energía solar se transforma en energía de las olas. Una de las propiedades características de las olas es su capacidad de desplazarse a grandes distancias sin apenas pérdida de energía.
- **Biomasa.** Materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Su principal aplicación es la combustión directa o con transformaciones físicas de materiales de origen forestal o agrícola, o bien generados en las industrias de transformación de los mismos. Transformación en biocombustibles o biogás para su posterior combustión.

Otras renovables:

- **Maremotriz** (Derivada del movimiento de los planetas). En regiones costeras con mareas especialmente altas y bajas. Se construyen grandes represas costeras que permiten generar energía eléctrica con grandes volúmenes de agua aunque con pequeñas diferencias de altura. Su origen está en la influencia gravitacional de los cuerpos celestes sobre las masas oceánicas que provoca las mareas.
- **Geotérmica.** La temperatura interior de la Tierra aumenta 3 °C cada 100 metros de profundidad (gradiente geotérmico), la forma de explotarla consiste en perforar dos pozos, uno de extracción y otro de inyección.

1.1.1.2. Fuente de energías no renovables

Combustibles fósiles:

Se llaman combustibles fósiles a aquellas materias primas empleadas en combustión que se han formado a partir de las plantas y otros organismos vivos que existieron en tiempos remotos en la Tierra. El carbón en todas sus variedades, el petróleo y el gas natural son por distintas de presentarse estos productos.

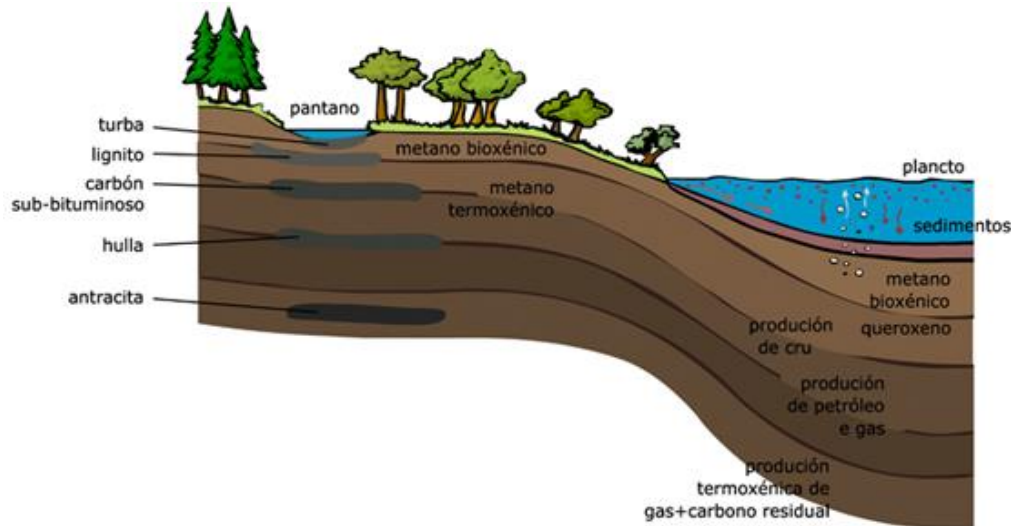


Figura 4 Combustibles fósiles por capas en el subsuelo.

- **Carbón.** Roca sedimentaria, combustible, de origen orgánico (compuesta principalmente de carbono, hidrógeno y oxígeno), formada a partir de vegetación, la cual ha sido consolidada entre otros estratos de rocas para formar capas de carbón, transformadas por los efectos combinados de acción microbiana, presión y calor, durante un considerable período de tiempo.
- **Petróleo y derivados.** Mezcla compleja de compuestos químicos, fundamentalmente hidrocarburos, que se encuentran en la naturaleza en las llamadas rocas almacén.
- **Gas Natural.** Se llama gas natural a una mezcla de gases, cuyos principales componentes son hidrocarburos gaseosos. Procede de yacimientos terrestres o marinos bien acompañando al crudo o bien en yacimientos marinos, exclusivos de gas natural.

Para la producción de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles genera en su combustión una gran cantidad de emisiones de CO_2 a la atmósfera (entre otros gases de efecto invernadero), los combustibles fósiles son los más utilizados para la obtención de energía.

Otra No Renovable:

- **Energía nuclear.** La fisión nuclear consiste en la desintegración de átomos pesados, como ciertos isótopos del uranio y el plutonio, para obtener



átomos más pequeños desprendiendo así gran cantidad de energía. Esta energía ha estado siempre en duda debido a la radiactividad que genera y más después del accidente ocurrido en Fukushima², la ventaja principal de la energía nuclear, es que no producen emisiones a la atmósfera de CO₂.

Resumiendo en los planes de energías renovables, fomentan obtener energía eléctrica a partir de fuentes renovables ya que se puede producir energía por medio natural no consumible y a parte no emiten a la atmósfera gases de efecto invernadero como para en el caso de los combustibles fósiles y no hay preocupación por fugas radiactivas como en la energía nuclear.

1.1.2. Panorama actual

En el boletín mensual de Red Eléctrica de España (REE), al finalizar cada mes genera un boletín para ver el panorama actual de los sistemas eléctricos instalados en España, el último boletín generado es el de Mayo del 2014, boletín sobre el que comentaré aspectos importantes.

1.1.2.1. Potencia instalada en el sistema peninsular

Actualmente hay una potencia instalada en el sistema peninsular de 102.406 MW, con diferentes tecnologías, para satisfacer futuras demandas que aparecen en el sistema eléctrico español, esto queda reflejado en la tabla 1:

Tabla 1 Potencia instalada en el sistema peninsular.

Potencia eléctrica instalada en el Sistema peninsular (MW)		
Hidráulica	19.888	19,4%
Nuclear	7.866	7,7%
Carbón	11.131	10,9%
Congeneración y resto	7.597	7,4%
Ciclo Combinado	25.353	24,8%
Eólica	22.854	22,3%
Solar fotovoltaica	4.427	4,3%
Solar térmica	2.300	2,2%
Térmica renovable	990	1,0%
TOTAL	102.406	100%

² Accidente Nuclear en Fukushima: http://es.wikipedia.org/wiki/Accidente_nuclear_de_Fukushima_I



El sistema eléctrico español debe hacer frente a las futuras demandas eléctricas, se realizan estudios probabilísticos que nos dice cómo se va a comportar el sistema eléctrico del estado español en el futuro próximo y estimar la potencia que debe suministrar para satisfacer la demanda calculada y con qué fuentes.

1.1.2.2. Demanda eléctrica

Como hemos visto hay una potencia instalada total en el sistema peninsular que debe hacer frente a los consumos de energía que se van a realizar, el día 28 de mayo hubo un máximo de demanda horaria entre las 12-13h de unos 31.830 MWh, podemos ver en la siguiente gráfica porcentaje de fuentes fueron las que cubrieron dicha demanda.

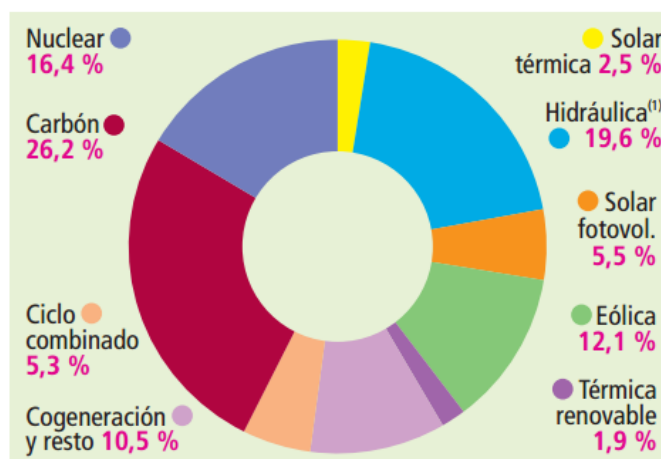


Figura 5 Porcentaje de tecnologías que cumplen demanda de 36.446 MWh.

Podemos ver, en la figura 5, que en España actualmente la potencia instalada en energías renovables es del 49,2%, pero esto no significa que toda la potencia instalada de renovables 50.384 MW estén disponibles, por ejemplo el día 28 de mayo estas tecnologías solo podían satisfacer una potencia de 13.241 MW (26,28% del total de la potencia instalada renovable) ya que las energías renovables dependen bastante del clima, por lo que siempre habrá que depender en gran parte de las tecnologías convencionales para cumplir la demanda o bien hacer más instalaciones de energía renovables en sitios estratégicos. Por ejemplo en verano y durante las horas solares se podrá absorber una mayor cantidad de energía proveniente del sol (fotovoltaica y termosolar) que un invierno nublado y de noche.



1.1.3. Suspensión temporal de primas

Para fomentar las instalaciones de energías renovables el gobierno de España estableció por medio del *“Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial”*, unas tarifas llamadas régimen especial en el que se daban unas primas por cada kWh inyectado en el caso de solar fotovoltaica (32-34 c€/kWh) dictado en el *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre*. Debido a las elevadas primas se generó una “burbuja” en el sector de las tecnologías fotovoltaicas ya que las primas eran superiores a otras renovables como es el caso de la eólica (7 c€/kWh) y a sistemas de cogeneración, etc., el gobierno de España saca un nuevo *“Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.”*

La suspensión afectará a las tecnologías acogidas al régimen especial, esto es, la eólica, solar fotovoltaica, termosolar, cogeneración, biomasa, biogás, minihidráulica y de residuos, así como a las instalaciones de régimen ordinario de tecnologías asimilables a las incluidas en el régimen especial.

La norma no tiene carácter retroactivo, es decir, no afectará a las instalaciones ya en marcha, a las primas ya autorizadas ni tampoco a las instalaciones ya inscritas en los registros de preasignación.

1.1.3.1. Libre mercado

Por supresión de primas por régimen especial podemos vender energía al libre mercado, al precio del mercado diario, cuyo valor medio se puede obtener en OMIE³.

Se puede apreciar en la figura 6 que el precio por el que pagan nuestra energía pasa de ser 34 c€/kWh en régimen especial a 6,173 c€/kWh como máximo en libre mercado (régimen ordinario).

³ OMIE: <http://www.omel.es/inicio>

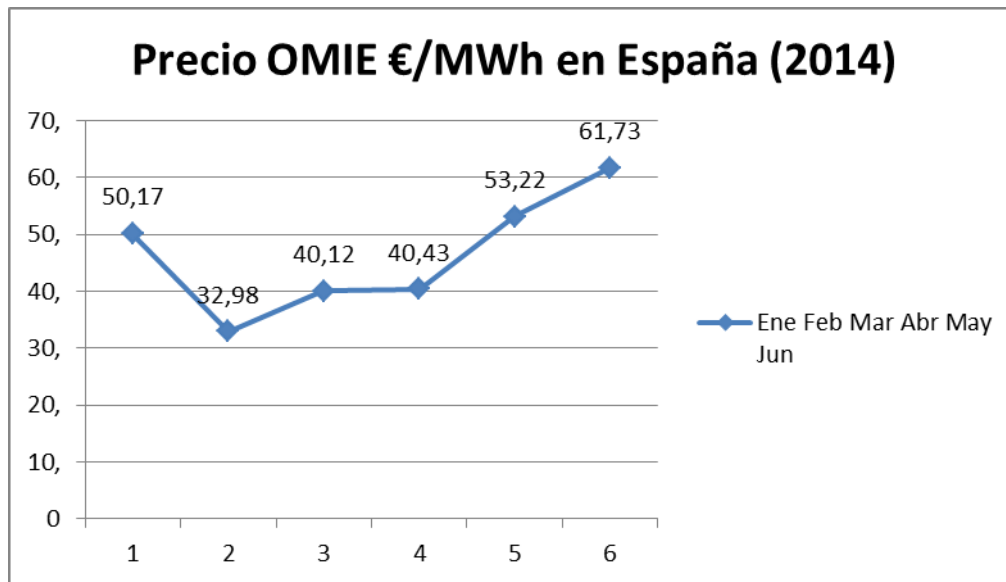


Figura 6 Precio OMIE €/MWh

1.2. Objeto

El objetivo de este proyecto es implantar en un huerto solar (energía renovable proveniente del sol) para suministrar una potencia de 1MW a una localidad cuyo emplazamiento estará en las proximidades del pueblo de La Aparecida. Se estudiará el tipo de energía renovable, el lugar más adecuado, sus diferentes tecnologías para la producción y transporte de la energía.

Dicho huerto se encontrará a una distancia de 800 metros de la línea de MT más cercana, este hecho provocará que se deba realizar el oportuno diseño de dicha línea.

Se valorará la posibilidad de llevar a cabo la mayor parte del autoconsumo de una localidad que se encuentra cercana al huerto.

1.2.1. Resumen del proyecto

A continuación se detallan los pasos que se realizarán en el estudio del presente proyecto:

- Partiendo del emplazamiento definido, con una topografía definida, que será finalmente en el término de La Aparecida, se estudiará emplazamiento e instalación óptimos del huerto solar (placas solares fotovoltaicas).



- Para ello se deberá llevar a cabo un estudio de las diferentes opciones o posibles instalaciones de placas solares fotovoltaicas, de forma que minimicemos pérdidas, aumentando por tanto el rendimiento de mi instalación y por supuesto, el periodo de amortización se reduzca.
- Se elevará la tensión de salida de los inversores a 20 kV, y teniendo en cuenta la potencia del huerto solar, se optará por diseñar dos Centros de Transformación necesarios para satisfacer la demanda de Energía eléctrica del conjunto de la instalación y un centro de seccionamiento.
- Finalmente se deberá diseñar una línea aérea de Alta Tensión ya que la línea de MT de la Empresa Suministradora no se encuentra cercana a nuestra instalación. Para nuestro diseño se deberán tener en cuenta las dificultades topográficas existentes.

1.3. Situación y Emplazamiento

Se va a realizar una instalación fotovoltaica que constará de una superficie compuesta de dos parcelas de 15.378 m² cada una.

El emplazamiento del huerto solar del presente proyecto será en Los Moragos un Pueblo próximo al Pueblo de la Aparecida, perteneciente al municipio de Cartagena y de la Comunidad Autónoma de Murcia.

El terreno está junto la carretera nacional RM-F35 y dista del pueblo de La Aparecida 1300 metros orientación sur.

Se pueden ver las propiedades del terreno en:

Anexos:

- Anexo 1 “Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales bienes inmuebles de naturaleza rústica”. Fuente: Sede electrónica del catastro.
- Anexo 2 “Plano cartográfico”. Fuente: Iberprix 2.

Planos:

- Plano-00-001: Plano de Situación.
- Plano-00-002: Plano de Emplazamiento.



Datos importantes del terreno:

- Superficie del suelo: 57.721 m²
- Uso Local principal: Agrario
- Coordenados UTM: Huso 30
- Latitud: 37° 39' 14,42" N
- Longitud: 0° 57' 36,21" W
- Metros sobre el nivel del mar: 30 m

Radiación solar

El término municipal de Cartagena se encuentra en la zona de radiación solar tipo IV, figura 7, según informes del documento básico HE 5 del código técnico de edificación.



Figura 7 Zonas de radiación solar en España (CTE - HE 5)

Podemos ver en la tabla 2 una estimación de energía (MJ y kWh) por unidad de superficie (m²) que supone la radiación solar sobre superficie horizontal (H) en las diferentes zonas de nuestro país.

Tabla 2 Energía por unidad de superficie en las diferentes zonas

Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$



El uso principal del local del suelo es agrario, en dónde se practica la agricultura, las actividades que se realizan en la parcela, son por tanto la agricultura de labor o labradío de regadío.

Características que hacen que la instalación solar fotovoltaica sea óptima:

- Radiación solar bastante elevada y muy presente a lo largo del año.
- Terrenos rústicos y poco aprovechados en la actualidad.
- Terrenos llanos, libres de sombras y orientados al Sur.
- Área accesible.
- Zona de sensibilidad ambiental baja.

El único inconveniente es que la instalación solar fotovoltaica se encontrará a una distancia de 800 metros de la línea de MT más cercana, este hecho provocará que se deba realizar el oportuno diseño de dicha línea aérea de Media Tensión.

1.4. Resumen general de la instalación

La instalación fotovoltaica estará compuesta por dos generadores fotovoltaicos de 500 kW cada uno, cada generador estará formado por 1452 módulos fotovoltaicos de 345 W/módulo situados en 121 seguidores solares de dos ejes. Se puede observar dicha distribución en el plano PLN-00-006 y PLN-00-007.

Las principales ventajas de dividir la potencia 1MW en dos generadores son:

- Posibilidad de suministrar energía en caso de avería.
- Realizar pruebas de mantenimiento sin tener que dejar de suministrar.
- Posibilidades de futuras ampliaciones.

Todas estas ventajas se asumirán incrementando el coste de la instalación.

La función de los módulos fotovoltaicos, que mediante sus células fotovoltaicas absorben los fotones procedentes de la radiación solar, es transformar la energía solar en energía eléctrica. La corriente eléctrica generada en los módulos fotovoltaicos es continua, por lo que tendremos que transformar la corriente en alterna para que pueda ser transportada a la red. Mediante un inversor podremos hacer la transformación Corriente Continua – alterna. Se podrá instalar tantos inversores como como módulos



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 26

de generación de energía hayan o podremos utilizar un único inversor por cada uno de los generadores de 500 kW como es el caso del presente proyecto.

Antes de cada inversor se dispondrá de los armarios de protección de Corriente Continua, habrá armarios de protección cada dos subcampos "CGP", excepto en uno que será comentado más adelante. La protección de Corriente Alterna a la salida del Inversor la realizarán los dispositivos propios del inversor y los fusibles de la caja de protecciones de Baja Tensión de cada uno de los transformadores. El presente proyecto tendrá dos centros de transformación, uno por cada generador de 500 kW, con la finalidad de elevar la tensión a 20 kV y suministrar a la red de Media Tensión, con los niveles de tensión y frecuencia requeridos de la empresa suministradora.

Seguidamente de los centros de transformación tendremos un centro de seccionamiento, en dónde se encontrarán los elementos de apertura - cierre de las diferentes líneas de tensión para transportar a la red la energía generada, también habrá un centro de transformación auxiliar que suministrará energía a los elementos de nuestra instalación fotovoltaica.

Nuestra instalación tendrá dos contadores de Media Tensión en el centro de seccionamiento con la función de:

- Medir el consumo de energía de los generadores fotovoltaicos, estará situado antes de los fusibles de protección del transformador auxiliar que abastece energía a los consumos del generador fotovoltaico 1MW.
- Medir la energía eléctrica cedida a la red, estará situado en la salida del centro de seccionamiento.

Una vez conocida la energía sobrante, se cederá a una red de Alta Tensión aérea con una longitud próxima a 1 km.

Como hemos comentado anteriormente, en el centro de seccionamiento o centro de transformación auxiliar tendremos un transformador de menor potencia que los anteriores para abastecer a los consumos propios de los centros de transformación y a los seguidores solares de los campos fotovoltaicos. Por lo que se diseñará una red de distribución para alimentar a dichos consumos.

Todas las líneas estarán protegidas contra sobretensiones y sobreintensidades.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 27

En resumen, lo que importa es la energía generada, por lo que la central fotovoltaica que tiene una potencia nominal a la salida de los dos inversores de 500 kW y teniendo en cuenta los rendimientos de los componentes de la instalación, podremos decir resumidamente que la instalación tendrá las siguientes características eléctricas:

- Compañía Distribuidora: Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U.
- Tensión de conexión: $20 \pm 7\%$ KV
- Potencia de cortocircuito de diseño: 350 MVA
- Potencia sistema generador: 1001,88 kWp
- Potencia nominal de la instalación: 1000 kWn
- Energía anual prevista vertida: 1.993.734,05 kWh/año



1.5. Legislación y normativa aplicable

La presente memoria descriptiva recoge, la descripción de las instalaciones a ejecutar y materiales, cumpliendo las siguientes disposiciones:

- Ley 13/2007, de 27 de diciembre, de modificación de la ley 1/1995, de 8 de Marzo, de Protección del Medio Ambiente de Región de Murcia, y de la Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia, para la Adopción de Medidas Urgentes en Materia de Medio Ambiente.
- Ley 4/2009, de 14 de Mayo, de Protección Ambiental Integrada.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).
- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de Alta Tensión (en adelante RLAT) y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (Decreto 223/2008, de 15 de febrero).
- Real decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de Alta Tensión.
- Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del sector eléctrico.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de Mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.



- Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, de Instalaciones Conectadas a Red.
- Normas particulares y Manuales Técnicos de la Compañía Suministradora de Energía eléctrica, Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Ley 54/2003, de 12 de diciembre, de reforma del marco normativo de la prevención de riesgos laborales.
- Ordenanza de seguridad e higiene en el trabajo.

1.6. Descripción de las Instalaciones

En el apartado que sigue se realizará una breve descripción de las consideraciones tomadas a la hora de desarrollar cada uno de los apartados que conformar este proyecto, así como la forma de proceder en cada sección.

1.6.1.Obra Civil

Antes de comenzar los trabajos, se marcarán las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud. Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas construidas, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar las debidas precauciones.

Antes de proceder a la apertura de zanjas se abrirán catas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Se estudiará la señalización de acuerdo con las normas municipales y se determinarán las protecciones precisas, así como las chapas de hierro que hayan de colocarse sobre la zanja para el paso de vehículos.

Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar.



1.6.1.1. Apertura de zanjas

Las zanjas se harán verticales hasta la profundidad escogida. Se procurará dejar un paso de 50 cm entre la zanja y las tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja.

Se deben tomar todas las precauciones precisas para no tapar con tierras registros de gas, teléfono, bocas de riego, alcantarillas, etc.

1.6.1.1.1. Canalización entubada

La profundidad de la zanja dependerá de la instalación a llevar a cabo, pero será la suficiente para que los situados en el plano superior queden a una profundidad aproximada de 0,40 m, tomada desde la rasante del terreno a la parte inferior del tubo.

Canalización entubada entre seguidores solares y cuadro general de protección de los subcampos para cables de CC en BT líneas evacuación.

La zanja, estará compuesta por dos tramos en su primer tramo tendrá una anchura mínima de 0,6 m y una profundidad de 0,7 m y un segundo tramo de 1,1 m de anchura mínima y una profundidad de 0,7 m para la colocación de tubos separados 0,1 m cumpliendo norma correspondiente. En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,10 m aproximadamente de espesor de arena, sobre la que se depositará el tubo corrugado. A continuación se colocará otra capa arena con un espesor de 0,10 m por encima del tubo y envolviéndolo completamente, donde se colorará la cinta de peligro.

Por último, se hace el relleno de la zanja utilizando tierra procedente de la excavación y tierra de préstamo, todo-uno, zahorra o arena.

Canalización entubada entre cuadro general de protección e inversor solar situado en el centro de transformación para cables de CC en BT líneas evacuación.

La zanja, estará compuesta por dos tramos en su primer tramo tendrá una anchura mínima de 0,3 m y una profundidad de 0,7 m y un segundo tramo de 0,6 m de anchura mínima y una profundidad de 0,7 m para la colocación de tubos separados 0,1 m cumpliendo norma correspondiente. En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,10 m aproximadamente de



espesor de arena, sobre la que se depositará el tubo corrugado. A continuación se colocará otra capa arena con un espesor de 0,10 m por encima del tubo y envolviéndolo completamente, donde se colorará la cinta de peligro.

Por último, se hace el relleno de la zanja utilizando tierra procedente de la excavación y tierra de préstamo, todo-uno, zahorra o arena.

Canalización entubada entre los centros de transformación 1 y 2 y el centro de transformación auxiliar para cables de CA en MT líneas evacuación.

La zanja, estará compuesta por dos tramos en su primer tramo tendrá una anchura mínima de 0,3 m y una profundidad de 0,7 m y un segundo tramo de 0,6 m de anchura mínima y una profundidad de 0,7 m para la colocación de tubo corrugado de doble pared (liso por dentro) separados a 0,4 m cumpliendo norma correspondiente. En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,10 m aproximadamente de espesor de arena, sobre la que se depositará el tubo corrugado. A continuación se colocará otra capa arena con un espesor de 0,10 m por encima del tubo y envolviéndolo completamente, donde se colorará la cinta de peligro.

Por último, se hace el relleno de la zanja utilizando tierra procedente de la excavación y tierra de préstamo, todo-uno, zahorra o arena.

Canalización entubada entre el centro de transformación auxiliar y el entronque aéreo subterráneo para cables de CA en MT líneas de evacuación

La zanja, estará compuesta por un tramo de anchura mínima de 0,3 m y una profundidad de 1 m la colocación de tubo corrugado de doble pared (liso por dentro) debe cumplir la norma correspondiente. En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,10 m aproximadamente de espesor de arena, sobre la que se depositará el tubo corrugado. A continuación se colocará otra capa arena con un espesor de 0,10 m por encima del tubo y envolviéndolo completamente, donde se colorará la cinta de peligro.

Por último, se hace el relleno de la zanja utilizando tierra procedente de la excavación y tierra de préstamo, todo-uno, zahorra o arena.



Canalización entubada entre un centro de transformación cercano y el centro de transformación auxiliar para cables de CA en MT líneas de consumo

La zanja, estará compuesta por un tramo de anchura mínima de 0,3 m y una profundidad de 1 m la colocación de tubo corrugado de doble pared (liso por dentro) debe cumplir la norma correspondiente. En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,10 m aproximadamente de espesor de arena, sobre la que se depositará el tubo corrugado. A continuación se colocará otra capa arena con un espesor de 0,10 m por encima del tubo y envolviéndolo completamente, donde se colorará la cinta de peligro.

Por último, se hace el relleno de la zanja utilizando tierra procedente de la excavación y tierra de préstamo, todo-uno, zahorra o arena.

Canalización entubada entre el centro de transformación auxiliar y los centros de transformación 1 y 2 para cables de CA en BT líneas consumo.

La zanja, estará compuesta por dos tramos en su primer tramo tendrá una anchura mínima de 0,6 m y una profundidad de 0,4 m y un segundo tramo de 0,3 m de anchura mínima y una profundidad de 0,4 m para la colocación de tubos separados a 0,4 m cumpliendo norma correspondiente. En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,10 m aproximadamente de espesor de arena, sobre la que se depositará el tubo corrugado. A continuación se colocará otra capa arena con un espesor de 0,10 m por encima del tubo y envolviéndolo completamente, donde se colorará la cinta de peligro.

Por último, se hace el relleno de la zanja utilizando tierra procedente de la excavación y tierra de préstamo, todo-uno, zahorra o arena.

Canalización entubada entre el cuadro general de protección del centro de transformación 1 y 2 y el cuadro general de protección de los subcampos para cables de CA en BT líneas consumo.

La zanja, estará compuesta por dos tramos en su primer tramo tendrá una anchura mínima de 0,6 m y una profundidad de 0,4 m y un segundo tramo de 0,3 m de anchura mínima y una profundidad de 0,4 m para la colocación de tubos separados 0,1 m cumpliendo norma correspondiente. En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,10 m aproximadamente de



espesor de arena, sobre la que se depositará el tubo corrugado. A continuación se colocará otra capa arena con un espesor de 0,10 m por encima del tubo y envolviéndolo completamente, donde se colorará la cinta de peligro.

Por último, se hace el relleno de la zanja utilizando tierra procedente de la excavación y tierra de préstamo, todo-uno, zahorra o arena.

Canalización entubada entre el cuadro general de protección de los subcampos a los seguidores solares para cables de CA en BT líneas consumo.

La zanja, estará compuesta por dos tramos en su primer tramo tendrá una anchura mínima de 1,1 m y una profundidad de 0,4 m y un segundo tramo de 0,6 m de anchura mínima y una profundidad de 0,4 m para la colocación de tubos separados 0,1 m cumpliendo norma correspondiente. En el fondo de la zanja y en toda la extensión se colocará una solera de limpieza de unos 0,10 m aproximadamente de espesor de arena, sobre la que se depositará el tubo corrugado. A continuación se colocará otra capa arena con un espesor de 0,10 m por encima del tubo y envolviéndolo completamente, donde se colorará la cinta de peligro.

Por último, se hace el relleno de la zanja utilizando tierra procedente de la excavación y tierra de préstamo, todo-uno, zahorra o arena.

Para saber con más precisión por dónde discurren los tubos protectores, se pueden ver los planos asociados a las líneas de evacuación y de consumo presentes en este documento.

1.6.1.2. Fijación de la estructura al terreno

La fijación de la estructura del seguidor solar al suelo, se realizará mediante un mástil empotrado en una zapata de hormigón, cuyas características y detalles se describen en la memoria justificativa y en los planos PLN-00-004 y PLN-00-005.

1.6.1.3. Otras excavaciones

Centros de transformación: se realizarán excavaciones para el asentamiento de los centros de transformación 1 y 2 (6,88 m. ancho x 3,18 m. fondo x 0,56 m. profundidad) y para el centro de transformación 3 (9,26 m. ancho x 3,26 m. fondo x 0,7 m. profundidad)



Cimentaciones para apoyos de línea aérea: se realizarán excavaciones para el asentamiento de los apoyos diseñados en la línea aérea, para realizar estas excavaciones se tendrán en cuenta el ancho y el alto de las cimentaciones tal y como se indica en la tabla 3:

Tabla 3 Ancho y largo de las cimentaciones de los apoyos de las líneas aéreas

Apoyo	Función	Ancho cimentaciones A(m)	Alto cimentaciones H(m)
1	Fin LíneaC	1.02	2.2
2	Angulo	0.97	1.9
3	Angulo	0.97	1.9
4	Angulo	0.97	1.9
5	Angulo	0.97	1.9
6	Angulo	1	1.9
7	Alineación	0.91	1.6
8	Angulo	0.97	1.9
9	Fin Línea	1.12	2.25

1.6.2.Instalación para la evacuación de la energía

Dentro de este apartado se va a describir los materiales y equipos y como se deben instalar para evacuar la energía generada de la manera más eficiente. Estos materiales o equipos son el módulo fotovoltaico, inversor solar, seguidor solar, cable de Cu-RV-K, etc.

1.6.2.1. Elección del módulo

Para la elección de los módulos fotovoltaicos, que formaran la parte esencial de nuestro huerto solar, hemos hecho un estudio, ver Anexo 3: Estudio de las posibles instalaciones de placas solares fotovoltaicas, teniendo como objetivo minimizar las pérdidas de la instalación, aumentando así el rendimiento de la instalación, con la finalidad de que el periodo de amortización se reduzca.

- Tecnología a utilizar: Para el diseño del proyecto se utilizarán los de mayor rendimiento (silicio monocristalino). A pesar de ser algo más costosos que otras tecnologías de módulos fotovoltaicos, proporcionan el mayor rendimiento del mercado, en torno al 20%.



1.6.2.1.1. Criterios técnicos del módulo fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos quedan caracterizados por una serie de parámetros eléctrico a unas condiciones climáticas denominadas STC que viene determinadas por los siguientes valores:

- Temperatura de célula: 25 °C
- Radiación Solar: 1000 W/m²
- Masa de aire: 1,5 AM

Potencia nominal (P_{nom}): La potencia nominal del módulo debe ser la más elevada posible con el fin de disminuir el número de elementos en la instalación y los que lo componen, como son: soportes, seguidores solares, conexiones eléctricas, etc.

Tolerancia de potencia: Este dato demuestra la calidad del módulo y es la máxima diferencia que se admite entre el valor nominal de la potencia y su valor real. Según el pliego de condiciones técnicas para las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red del IDAE, establece una tolerancia máxima permitida del 10 %.

Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp}): es la tensión correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico. Es la tensión de trabajo del módulo y la que se utiliza para diseñar los sistemas fotovoltaicos. Se quiere que la tensión sea lo más elevada posible con lo cual las intensidades son pequeñas para una misma potencia, esto conlleva una disminución de las pérdidas ocasionadas por caída de tensión tanto en el módulo como en los cableados, lo que permite instalar menores secciones en el cableado.

Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp}): es la corriente correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico. Es la corriente de trabajo del módulo y la que se utiliza para diseñar los sistemas fotovoltaicos.

Tensión a circuito abierto (V_{oc}): Es la máxima tensión que se puede proporcionar el módulo fotovoltaico si se dejan sus terminales en circuito abierto.

Intensidad de cortocircuito (I_{cc}): Máxima corriente que va a ser capaz de proporcionar el módulo fotovoltaico si se cortocircuitan sus terminales.



Eficiencia media del panel η (%): es el rendimiento en porcentaje que tiene el módulo. Viene dada por la expresión:

$$\eta(\%) = \frac{P_{\text{máx}} \times 1000}{\text{Área}} \times 100$$

- El valor 1000 corresponde valor de la irradiación incidente en Condiciones Estándar de Medida (CEM).
- El Área es la superficie del módulo.
- $P_{\text{máx}}$ corresponde a la potencia máxima perteneciente al módulo.

Índice de protección (IP): Es un índice de protección que indica el grado de estanqueidad del módulo respecto a agentes externos como la humedad y el polvo. Los módulos suelen tener valores de IP de 54 o 65. En el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE exige un valor mínimo de IP del 65.

Se ha escogido el módulo X21 - 345 de la marca SUPONER, en la tabla 4 se van a mostrar sus características.

Tabla 4 Características módulo solar X21 – 345 (STC)

Características (STC)	X21-345	Unidades
Potencia nominal (P_{nom})	345	W
Eficiencia media del panel	21,5%	-
Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp})	57,3	V
Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp})	6,02	A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	68,2	V
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	6,39	A

En el Anexo 4, podremos ver las características técnicas del módulo escogido.

1.6.2.2. Elección del inversor

La elección del inversor depende directamente de la potencia que hemos decidido instalar en los dos campos, en ambas la potencia instalada debe ser elegida de manera que su potencia nominal, o suma de potencias, se aproximen a la potencia pico del campo fotovoltaico, por lo que cada inversor será de unos 500 kWn aproximadamente.



Existen diferentes tipos de dispositivos en el mercado, ya sean monofásicos o trifásicos. En el presente proyecto, se optará por la elección de un único inversor por cada campo, por las ventajas que se presentan a continuación:

- El coste de la instalación disminuye.
- Mayor rendimiento en condiciones generales de funcionamiento.
- Disminución de sección en los conductores, porque se trabaja con tensiones más altas que producen menores pérdidas.
- Mejor y mayor facilidad de control y monitorización de la instalación.

1.6.2.2.1. Criterios de selección del Inversor

Debido a las mejoras tecnológicas de los últimos años, actualmente en el mercado existen inversores con rendimientos muy altos, en nuestro caso nuestro inversor alcanza como máximo el 98,6 %, lo que provocará un gran aprovechamiento de energía.

Hay que tener en cuenta unos parámetros a la hora de elegir un inversor para una instalación fotovoltaica. Algunos de estos parámetros son: el rendimiento, el tiempo de vida, fiabilidad, el autoconsumo, etc.

Como hemos dicho anteriormente, la potencia nominal de la instalación se corresponderá, aproximadamente, con la potencia del inversor. Dependiendo de su eficiencia, el inversor podrá conectar una mayor o menor potencia del campo fotovoltaico, ya que la potencia máxima que se puede inyectar a la entrada del inversor es resultado de la división entre la potencia máxima de dicho elemento y su eficiencia.

$$P_{\text{máx inyectada}} = \frac{P_{\text{máx inversor}}}{\text{Eficiencia}} = \frac{518 \text{ kW}}{0,986} = 525,35 \text{ kW}$$

Con todas estas consideraciones se ha escogido el inversor POWERMAX 500TL M400 de la empresa española Ingeteam.

Algunas características de dicho inversor son expuestas a continuación en la tabla 5, en la que se muestran las variables de entrada y salida optimas, que debe haber en el inversor, para que este funcione de manera correcta.



Tabla 5 Características POWERMAX 500TL M400

INVERSOR POWERMAX 500TL M400		
Características	Cantidad	Unidades
ENTRADA DC		
Potencia nominal de entrada del inversor ($P_{IN,nom}$)	518 - 607	kWp
Rango de tensiones en el punto de máxima potencia ($V_{mpp,min} - V_{mpp,max}$)	578 - 820	V
Tensión máxima ($V_{DC,máx}$)	1000	V
Corriente total máxima de entrada ($I_{DC OP,máx}$)	900	A
Número de entradas	6 – 8	INT
SALIDA AC		
Tensión asignada de red (V_{AC})	3AC 400	V
Frecuencia	50	Hz
Potencia nominal de salida del inversor ($P_{OUT,nom}$)	510	kW
Corriente total máxima de salida ($I_{AC OP,máx}$)	736	A
Factor de potencia	1	
Distorsión armónica total THD	<3	%
EFICIENCIA		
Eficiencia europea	98,6	%

En el Anexo 5, podremos ver las características técnicas del inversor escogido.

Seleccionado el módulo fotovoltaico y el inversor solar, en la memoria justificativa quedan reflejados los cálculos realizados para saber cuántos módulos fotovoltaicos hay que poner en serie y cuantos hay que poner en paralelo para exportar una potencia de 1 MW entre los dos campos de 500 kW. Los resultados nos indican que debemos tener 12 módulos en serie y 121 agrupaciones en paralelo de 12 módulos en serie cada 1 por cada campo fotovoltaico ($12 \times 121 = 1452$ módulos), haciendo un total de 2904 módulos para el generador fotovoltaico de 1 MW.



Una vez que obtengamos los resultados anteriormente descritos, procederemos a buscar cómo debemos posicionar nuestros módulos para que no se proyecten sombras. Hay que destacar que los módulos fotovoltaicos se asientan sobre un seguidor fotovoltaico a dos ejes, formando una parrilla de 3 x 4 como se indica en la memoria justificativa. Para posicionar de manera adecuada debemos saber que magnitudes métricas tiene nuestro módulo fotovoltaico y como orientarlas. Una vez orientados los módulos sobre la parrilla se procede al cálculo de las distancias que debe haber entre seguidores solares para que no se proyecten sombras, considerando como ángulo de inclinación la correspondiente al mes de Diciembre y un ángulo azimut 0 (ya que está orientado a sur), se obtiene que los seguidores solares deben estar separados 11 metros y 10 metros tal y como se puede observar en el plano PLN-00-005.

Como sabemos el número de módulos compondrán el seguidor solar, sabremos por tanto las distancias que deberá tener como mínimo el seguidor solar para que los módulos se asienten de manera correcta. Pues dicho esto se procede a buscar un seguidor solar.

1.6.2.3. Elección de estructura soporte

Al igual que hicimos con el caso del módulo solar, en el Anexo 3: Estudio de las posibles instalaciones de placas solares fotovoltaicas, se justifica la utilización de estructuras soporte de seguidores solares a dos ejes (azimutal y horizontal), teniendo como objetivo minimizar las pérdidas de la instalación, aumentando así el rendimiento de la instalación, con la finalidad de que el periodo de amortización se reduzca. Se ha elegido el seguidor solar a dos ejes OPTIM LAND TT-0027 de la empresa OPTIMA, en la tabla 6 se revelan los datos más significativos.

Elegida la estructura soporte y su superficie, es de interés saber las acciones o fuerzas que actuarán sobre la estructura del seguidor solar, estas acciones son las debidas a la gravedad (peso propio, carga permanente y sobrecarga de nieve) y las debidas al viento. Una vez conocidas las acciones resultantes se procederá al cálculo de los cimientos tal y como refleja la memoria justificativa de este documento para que el seguidor solar se sujete de forma adecuada a los cimientos.



Tabla 6 Características principales seguidor solar TT - 0027

OPTIM LAND TT - 0027	Cantidad (Uds.)
Superficie y peso máximo de módulos solares permitidos	27 m ² – 400 kg
Peso Seguidor (sin módulos FV)	440kg
Altura de los módulos FV en posición horizontal	2,5 m
Rango de giro de elevación y precisión	64° +- 1,5°
Velocidad ráfaga de viento para posición de defensa	60 km/h
Velocidad de ráfaga de viento máxima (en posición de defensa)	120 km/h
Carga máxima de nieve	40 kg/m ²

En el Anexo 6, podremos ver las características técnicas del seguidor solar escogido.

Una vez asentado sobre los cimientos el seguidor solar fotovoltaico procederemos a calcular el dimensionado de líneas y las protecciones necesarias para proteger contra sobrecargas y sobreintensidades nuestra instalación.

1.6.2.4. Cálculo de secciones y aparamenta de la instalación

En este apartado se va a explicar de manera sencilla, el circuito de evacuación de la energía generada por los módulos asentados sobre los seguidores solares. Este circuito se puede observar a modo resumen en el plano PLN-02-001. La presente instalación de 1 MW está compuesta por dos generadores de unos 500 kW (simétricos), por lo que el cálculo de las secciones de los conductores y los demás cálculos serán los mismos quedando justificado trabajar en base al campo 1.

Tramos del circuito:

1. Líneas que van de los distintos seguidores solares a el cuadro general de protección de los subcampos. (PLN-02-002-1 y PLN-02-002-2)
2. Líneas que van del cuadro general de protección de los subcampos a la entrada del inversor que está situado en el centro de transformación CT1 y CT2 respectivamente. (PLN-02-003)
3. Líneas que van de la salida del inversor al cuadro de protección de Baja Tensión del transformador. (PLN-02-004)



4. Líneas que van de la salida de la celda de línea de los transformadores de los centros de transformación CT1 y CT2 a las celdas de seccionamiento del centro de transformación auxiliar CT3. (PLN-02-005)
5. Línea que va de la celda de salida del centro de transformación auxiliar CT3 al entronque aéreo subterráneo. (PLN-02-006)
6. Línea de entronque aéreo subterráneo para ceder la energía generada a la red aérea. (PLN-02-007)

1.6.2.4.1. Líneas de Evacuación de la energía en Corriente Continua en Baja Tensión

Líneas subterráneas:

- Líneas que van de los distintos seguidores solares a el cuadro general de protección de los subcampos. (PLN-02-002-1 y PLN-02-002-2)
- Líneas que van del cuadro general de protección de los subcampos a la entrada del inversor que está situado en el centro de transformación CT1 y CT2 respectivamente. (PLN-02-003)

Se utilizará conductor RV-K (Cobre con Tensión de aislamiento 0,6/1 kV) enterrado 0,7 m bajo tubo, para la distribución subterránea de la evacuación de la energía ITC-BT-07 (Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión) y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 1,5%, entre el generador y el punto de interconexión con el inversor, según la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de Baja Tensión).

La sección se calculará tal y como se muestra en la memoria justificativa la sección del conductor por la máxima intensidad admisible del conductor (aplicando factores de corrección) y por el criterio de la caída de tensión. Como resultado se obtiene:

- El conductor que sale de los seguidores solares es Cu RV-K 0,6/1kV multipolar 2 x 6 mm² y va bajo tubo protector de 16 mm de diámetro exterior según ITC-BT-21 (Diámetro exterior de los tubos protectores).
- El conductor que sale de los cuadros generales de protección es Cu RV-K 0,6/1kV unipolar será de mayor que los anteriores. Hay dos secciones una de



2 x 35 mm² y va bajo tubo protector de 32 mm de diámetro exterior según ITC-BT-21 y otra de 2 x 120 mm² y va bajo tubo protector de 50 mm de diámetro exterior según ITC-BT-21.

Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, se utilizarán elementos característicos en instalaciones solares fotovoltaicas. Son PIA y Fusibles de dos polos de Corriente Continua, a continuación se muestra lo más importante:

Fusible: XL Style Photovoltaic Fuses

Tabla 7 Datasheet XL Photovoltaic Fuses

Technical Data

Ratings:

Time Constant 1-3mS

Volts	Amps	IR	Size
1000Vdc	63-160	50kA	01
	160-335	33kA	1, 2
	350-630*	50kA	3
1200Vdc	160	30kA	01
1500Vdc	50-400	30kA	01, 1, 2, 3

* 630A Thermally rated to UL only.

PIA: Interruptores magnetotérmicos S800PV-S

Tabla 8 Datasheet S800PV-S

Especificaciones técnicas principales		S800PV-S	
Normas de referencia		IEC EN 60947-2	
Intensidad nominal	A	10...80	100, 125
Número de polos		2, 3, 4	
Tensión nominal Ue			
(CC) 2 polos*	V	800	600
(CC) 3 polos*	V	1200	1000
(CC) 4 polos*	V	1200	1200
Poder asignado de corte último Icu			
(CC) 2 polos * 800 V	kA	5	5
(CC) 3 polos * 1200 V	kA	5	5
(CC) 4 polos * 1200 V	kA	5	5
Tensión asignada de aislamiento	V	1500	
Características de disparo magnetotérmico		4 I _n ≤ I _m ≤ 7 I _n	



Protección frente a sobretensiones:

La empresa que suministra los seguidores solares, se encarga de la conexión a tierra de todos los elementos metálicos de la instalación fotovoltaica como medida importante para la seguridad de las personas. Los generadores fotovoltaicos conectados a red no conllevan la exigencia de instalar pararrayos, aunque esta puede dañarse por la acción de las descargas atmosféricas. En este sentido, los descargadores de sobretensiones (varistores), son los elementos que pueden contribuir a paliar el efecto electrostático de los rayos, a continuación se muestra la conexión de los varistores la figura 8.

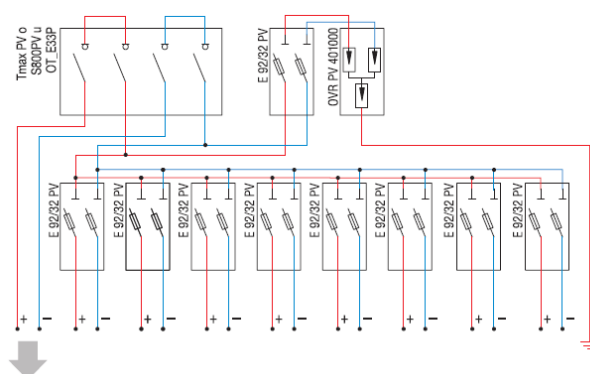


Figura 8 Elemento protección característico en PV (Varistores)

Distancias

Estas líneas son las que evacuan la energía de Corriente Continua generada por las placas solares fotovoltaicas, trazan un recorrido desde seguidor solar hacia un cuadro de protección y mando (N) que hay por cada dos subcampos, exceptuando el cuadro de protección que sólo se encarga del Subcampo 5. Se puede ver en los planos PLN-02-002-1, PLN-02-002-2 y PLN-02-003 la distribución de estos cables y que cuadros de protección los protege.

El cuadro general de protección se sitúa a la altura del seguidor solar 6 en medio de cada uno de los subcampos, provocando así que la distancia en metros que hay entre el seguidor solar y el cuadro de protección sea la misma en el trazado de las líneas de los seguidores solares 1 y 11, 2 y 10, 3 y 9, 4 y 8 y 5 y 7, la línea del seguidor solar 6 será distinta.

La distancia que hay de cada seguidor fotovoltaico al cuadro de protección se muestra a continuación en la tabla 9:



Tabla 9 Distancia líneas seguidor solar - CGP

Línea de Seguidor a CGP	metros
LSN_1DC	71,6
LSN_2DC	61,7
LSN_3DC	51,8
LSN_4DC	41,9
LSN_5DC	32
LSN_6DC	22,1
LSN_7DC	32
LSN_8DC	41,9
LSN_9DC	51,8
LSN_10DC	61,7
LSN_11DC	71,6

A continuación se mostrará la cantidad de cuadros de protección que hay y a que Subcampo protegerá, esta relación se muestra en la tabla 10:

Tabla 10 Cuadros CGP

	Subcampos
Cuadro de protección CGP 1	1 y 2
Cuadro de protección CGP 2	3 y 4
Cuadro de protección CGP 3	5
Cuadro de protección CGP 4	6 y 7
Cuadro de protección CGP 5	8 y 9
Cuadro de protección CGP 6	10 y 11

Una vez distribuida todos los cables de los seguidores del Subcampo a cada cuadro de protección. Sale de él un cable hacia el inversor solar que transforma la Corriente Continua en Corriente Alterna, la distancia de los cables está recogida en la tabla 11.

Tabla 11 Distancia líneas CGP - Inversor

Línea de CGP a Inversor	metros
LCGP1_DC	108,8
LCGP2_DC	86,9
LCGP3_DC	65
LCGP4_DC	65
LCGP5_DC	86,9
LCGP6_DC	108,8



1.6.2.4.2. Línea de Evacuación de la energía en Corriente Alterna en Baja Tensión

- Línea que va de la salida del inversor al cuadro de protección de Baja Tensión del transformador. (PLN-02-004)

Se utilizará conductor RV-K (Cobre con Tensión de aislamiento 0,6/1 kV) 0,4 m bajo tubo, para la distribución subterránea de la evacuación de la energía ITC-BT-07 (Redes subterráneas para distribución en Baja Tensión) y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 1,5%, entre el inversor y el punto de interconexión con el centro de transformación (Cuadro de Baja Tensión CT), según la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de Baja Tensión), aunque podría llegar al 2% según Real Decreto 1663/2000.

La sección se calculará tal y como se muestra en la memoria justificativa la sección del conductor por la máxima intensidad admisible del conductor (aplicando factores de corrección) y por el criterio de la caída de tensión. Como resultado se obtiene:

- Una línea formada por el conductor Cu RV-K 0,6/1kV unipolar que está compuesta por tres circuitos trifásicos más neutro, de secciones de 185 mm^2 para las fases y de 95 mm^2 para el neutro, $3 \times (3 \times 185 \text{ mm}^2 + 1 \times 95 \text{ mm}^2)$. Los tres circuitos irán bajo tubos protectores de 75 mm según ITC-BT-21 (Diámetro exterior de los tubos protectores)

Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, se utilizarán como elementos de protección elementos de Corriente Alterna fusibles de cuchillas tipo gG de la marca Baussmann con intensidad nominal de 800 A y con un poder de corte de 120 kA. Se instalarán dos de este tipo al principio y al final de la línea. (Fusibles instalados por el fabricante inversor y por el fabricante del centro de transformación).

Protección frente a sobretensiones:

El inversor que está dentro de la envolvente prefabricada del centro de transformación solar, tiene protecciones frente a sobretensiones de tipo atmosférico y de maniobra en la red eléctrica, aun así al tener la mayoría de conductores aguas arriba son subterráneos (provenientes del seguidor solar) es muy poco probable que se produzca una sobretensión de origen atmosférico.



1.6.2.4.3. Línea de Evacuación de la energía en Corriente Alterna en Media Tensión

Líneas subterráneas:

- Líneas que van de la salida de la celda de línea de los transformadores de los centros de transformación CT1 y CT2 a las celdas de seccionamiento del centro de transformación auxiliar CT3. (PLN-02-005)
- Línea que va de la celda de salida del centro de transformación auxiliar CT3 al entronque aéreo subterráneo. (PLN-02-006)

Se utilizará conductor AL HEPRZ1 (Aluminio con Tensión nominal del cable de 12/20 kV) enterrados a 0,7 m bajo tubo en la línea que va del centro de transformación 1 y 2 al centro de transformación auxiliar y enterrado a 1 m bajo tubo en el conductor que va a parar al entronque aéreo-subterráneos. El cálculo de los conductores de Media Tensión estará sujeto al Reglamento de Líneas para Alta Tensión (R.D. 223/2008) y a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-06 (Líneas subterráneas con cables aislados). También se ha utilizado el manual técnico de Iberdrola (Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV). Se diseñaran las líneas para que no excedan del 5% su caída de tensión.

La sección se calculará tal y como se muestra en la memoria justificativa la sección del conductor por la máxima intensidad admisible del conductor (aplicando factores de corrección) y por el criterio de la caída de tensión. Como resultado se obtiene:

- Líneas de conductor AL HEPRZ1 12/20 kV unipolares trifásicos (R S T) de secciones de 150 mm^2 para sus fases $3 \times 150 \text{ mm}^2$. Ambos circuitos irán bajo tubos protectores de diámetro exterior de 110 mm según NI 52.95.03 (Norma Iberdrola).

Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, se utilizará la celda de protección de fusibles de los centros de transformación 1 y 2 para la primera línea y la celda de protección de fusible del centro de transformación 3 para la segunda línea, ya que en estas instalaciones, la protección se realiza en el inicio de sus líneas. Para la protección contra sobrecargas las celdas de Media Tensión de los centros de transformación instalarán un relé electrónico con captadores de intensidad por fase,



cuya señal alimentará a un disparador electromecánico liberando el dispositivo de retención del interruptor, ante un fallo de estos relés se protegerá la instalación con Fusibles de cuchilla del tipo gG de la marca Baussmann con intensidad nominal de 63 A y con un poder de corte de 50 kA con un tiempo de corte $t_c = 1$ segundo.

Protección frente a sobretensiones:

Al igual que en los casos anteriores de instalaciones subterráneas es muy poco probable que se produzca una sobretensión de tipo atmosférico, por lo que en todos los centros de transformación se paliará este defecto instalando un autoválvula – pararrayos.

Línea de entronque aéreo subterráneo:

- Línea de entronque aéreo subterráneo para ceder la energía generada a la red aérea.

Al igual que en el caso anterior se utilizará conductor AL HEPRZ1 (Aluminio con Tensión nominal del cable de 12/20 kV). El cálculo de la sección de este entronque de Media Tensión estará sujeto al Reglamento de Líneas para Alta Tensión (R.D. 223/2008) y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. También se ha utilizado el manual técnico de Iberdrola (Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV). Se diseñarán las líneas para que no excedan del 5% su caída de tensión.

Tanto en el caso de un cable subterráneo intercalado en una línea aérea, como de un cable subterráneo de unión entre una línea aérea y una instalación transformadora se tendrán en cuenta que el cable está intercalado en una línea aérea por lo que no será necesario instalar un seccionador.

Las tres fases del cable subterráneo en el tramo aéreo de subida hasta la línea aérea irán protegidas con un tubo de acero galvanizado, a fin de evitar el calentamiento producido por las corrientes inducidas. El interior del tubo será liso para facilitar la instalación o sustitución del cable averiado. El diámetro del tubo será como mínimo de **1,5 veces** el diámetro de la terna de cables.

El tubo de acero galvanizado, se obturará por la parte superior para evitar la entrada de agua (capuchón de protección), y se empotrá en la cimentación del apoyo, sobresaliendo por encima del nivel del terreno 2,5 m, mínimo.



La **sección** se calculará como si fuese un tramo subterráneo tal y como se muestra en la memoria justificativa la sección del conductor por la máxima intensidad admisible del conductor (aplicando factores de corrección) y por el criterio de la caída de tensión. Como resultado se obtiene:

- Líneas de conductor AL HEPRZ1 12/20 kV unipolares trifásicos (R S T) de secciones de 150 mm^2 para sus fases $3 \times 150 \text{ mm}^2$. El circuito tendrá como hemos dicho anteriormente, un tramo que irá por centro de un tubo de acero galvanizado de 2,5 metros de alto como mínimo y el resto del circuito irá al descubierto hasta llegar al terminal termorretráctil donde se introducirán cada una de las fases (Figura 9).

ENTRONQUE AÉREO SUBTERRÁNEO

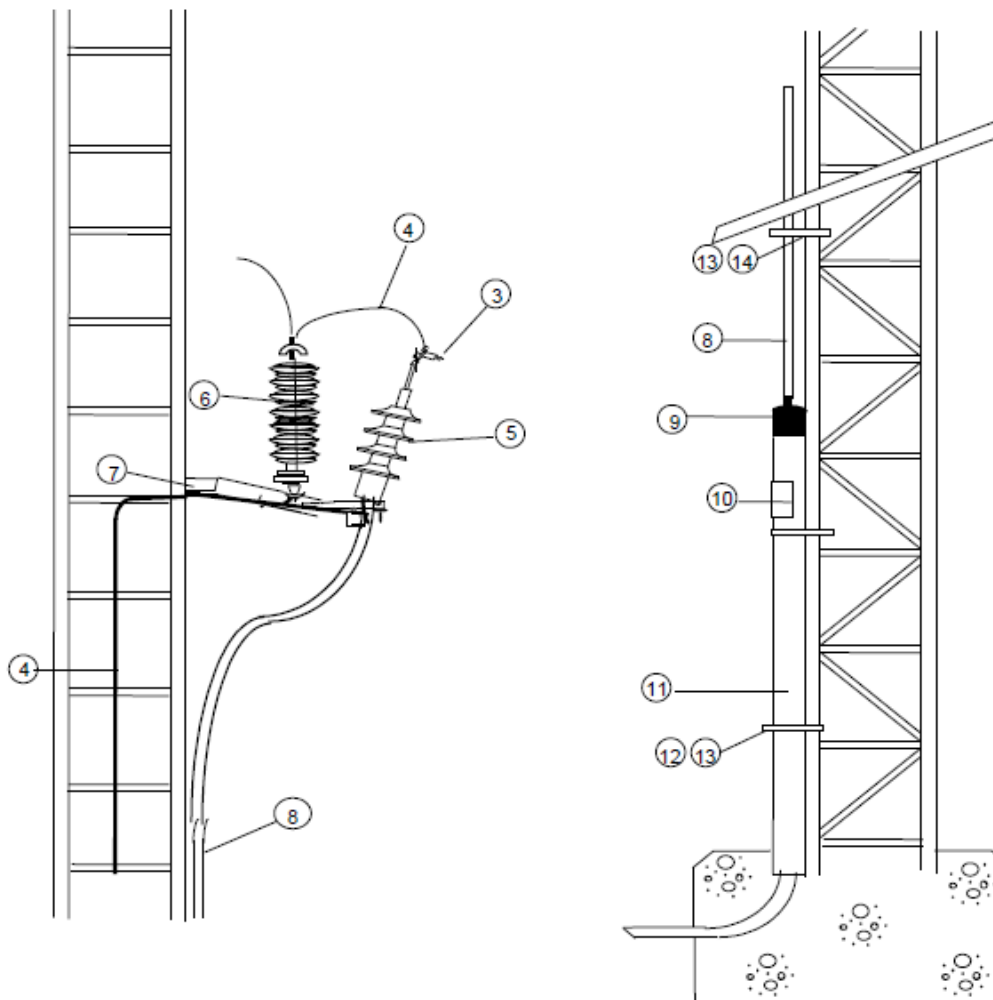


Figura 9 Elementos que figuran en el entronque aéreo - subterráneo



Tabla 12 Elementos que figuran en el entronque aéreo - subterráneo

NUM	DENOMINACIÓN ELEMENTO	CANTIDAD
3	Punto fijo de puesta a tierra	3
4	Cable Cu desnudo C50	6
5	Terminal exterior	3
6	Pararrayos de óxido metálico	3
7	Soporte terminal/ pararrayos con envoltente polimerizado	1
8	Cable aislado	—
9	Capuchón de protección	1
10	Identificación de la línea	1
11	Tubo de acero para protección	1
12-13	Anclaje/Abrazadera sujeción de tubos	2
13-14	Anclaje/Abrazadera sujeción de cable	S/altura

Terminaciones de cables subterráneos:

Para la instalación de las terminaciones de cable subterráneo, se tendrá en cuenta que la posición de la misma sobre el herraje será tal que no reduzca la línea de fuga de la misma, por ello la pantalla del cable que se une a la puesta de tierra deberá quedar ligeramente por encima del soporte de la terminación. La unión entre la terminación y pararrayos asociado, a la línea aérea deberá realizarse directamente desde ésta, a la terminación y derivar con conector de cuña a presión al pararrayos. (Figura 10)

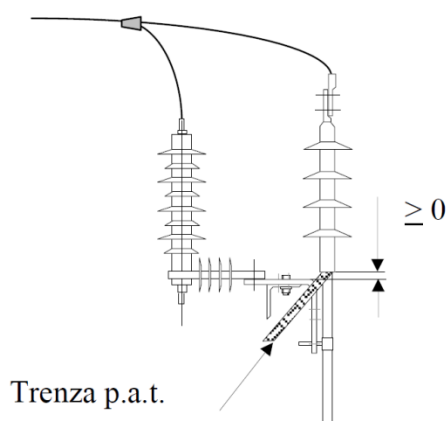


Figura 10 Trenza PAT Aéreo- Subterráneo

Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, la protección es la misma que en hay para el conductor que sale del centro de transformación auxiliar CT3 del caso anterior.



Protección frente a sobretensiones:

Se instalarán sistemas de protección de los cables contra sobretensiones mediante pararrayos de óxidos metálicos. El drenaje de estos se conectará a las pantallas metálicas de los cables, la conexión será lo más corta posible y sin curvas pronunciadas, garantizándose el nivel de aislamiento del elemento a proteger (en este caso los cables unipolares).

Apoyos de Fin de línea:

Este será el primer apoyo que tendrá nuestra línea aérea, el apoyo responderá preferentemente a lo representado en la figura 11. Es aconsejable el empleo de este tipo de apoyos con cruceta recta.

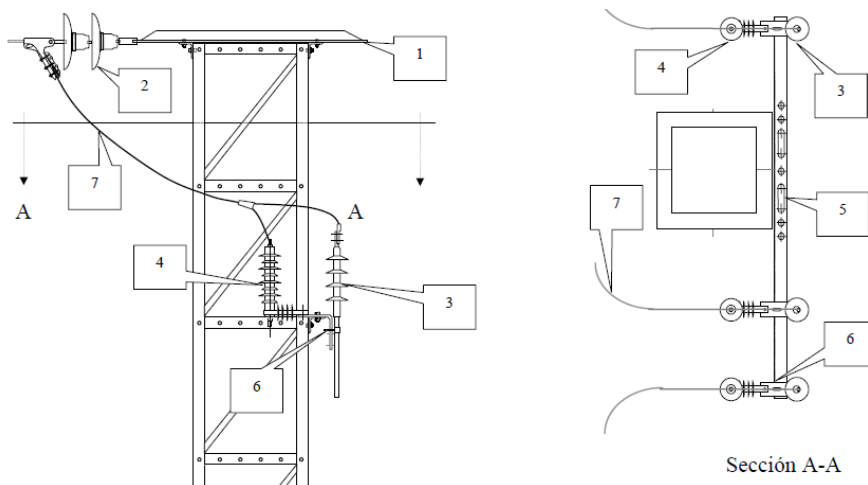


Figura 11 Elementos que figuran en apoyos de fin de línea aérea

Tabla 13 Elementos que figuran en apoyos de fin de línea aérea

Marca	Cantidad	Denominación	Designación	Norma
1	1	Cruceta Recta	RC	NI 52.31.02
2	3	Cadena de amarre	CA	NI 48.10.01
3	3	Terminación cable subterráneo	TES/24	NI 56.80.02
4	3	Pararrayos	POM-P	NI 75.30.02
5	1	Angular L-70.7-2040	L-70.7-2040	NI 52.30.24
6	3	Chapa CH-8-150	CH-8-150	NI 52.30.24
7	-	Puentes, según conductor		
s/n	-	Tornillería, piezas de conexión		

Todas estas magnitudes y otros cálculos que están en la memoria justificativa se pueden observar de una manera sencilla en los esquemas unifilares de la instalación PLN-02-008, PLN-02-009-1 y PLN-02-009-2.



1.6.3.Instalación para el consumo de la energía

En este apartado se va a explicar de manera sencilla, el circuito de consumo de la energía que solicitan los dispositivos eléctricos y electrónicos de nuestra. Este circuito se puede observar a modo resumen en el plano PLN-03-001. Al igual que en el caso anterior las instalaciones serán simétricas (campo 1 y campo 2) por lo que los resultados en un campo serán los mismos que el otro campo.

Tramos del circuito:

1. Línea que transporta energía al transformador auxiliar para satisfacer los consumos del generador solar fotovoltaico. (PLN-03-002)
2. Líneas que distribuyen la energía a los consumos propios del centro de transformación auxiliar 3. (PLN-03-003)
3. Líneas que transportan energía para satisfacer los consumos de los centros de transformación CT1 y CT2. (PLN-03-004)
4. Líneas que alimentan a los consumos propios de los centros de transformación CT1 y CT2. (PLN-03-005)
5. Líneas que van del cuadro general de protección de los centros de transformación (1 y 2) al cuadro general de protección de los Subcampos. (PLN-03-006)
6. Líneas que van de los cuadros generales de protección de los subcampos a los distintos seguidores solares. (PLN-03-007-1 y PLN-03-007-2)

1.6.3.1.1. Línea de Consumo de la energía en Corriente Alterna en Media Tensión

- Línea que transporta energía al transformador auxiliar para satisfacer los consumos del generador solar fotovoltaico. (PLN-03-002)

Se utilizará conductor AL HEPRZ1 (Aluminio con Tensión nominal del cable de 12/20 kV) enterrados a 1 m bajo tubo en la línea que va de la celda de línea de un centro de transformación próximo a el centro de transformación auxiliar 3. El cálculo de los conductores de Media Tensión estará sujeto al Reglamento de Líneas para Alta Tensión (R.D. 223/2008) y a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-06 (Líneas subterráneas con cables aislados). También se ha utilizado el manual técnico



de Iberdrola (Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV). Se diseñaran las líneas para que no excedan del 5% su caída de tensión.

La sección se calculará tal y como se muestra en la memoria justificativa la sección del conductor por la máxima intensidad admisible del conductor (aplicando factores de corrección) y por el criterio de la caída de tensión. Como resultado se obtiene:

- Líneas de conductor AL HEPRZ1 12/20 kV unipolares trifásicos (R S T) de secciones de 150 mm² para sus fases 3 x 150 mm². Ambos circuitos irán bajo tubos protectores de diámetro exterior de 110 mm según NI 52.95.03 (Norma Iberdrola).

Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, se utilizará la celda de protección de fusibles del centro de transformación próximo que nos cede energía, ya que en estas instalaciones, la protección se realiza en el inicio de sus líneas. El centro de transformación que nos cede energía deberá tener unos fusibles tipo gG con intensidad nominal de 63 A y poder de corte 50 kA como mínimo

Protección frente a sobretensiones:

Esta línea estará protegida frente a sobretensiones, ya que además de ser subterránea, el centro de transformación que nos cede energía, dispone de un elemento autoválvula – pararrayos.

1.6.3.1.2. Línea de Consumo de la energía en Corriente Alterna en Baja Tensión

Líneas:

- Líneas que distribuyen la energía a los consumos propios del centro de transformación auxiliar 3. (PLN-03-003)
- Líneas que transportan energía para satisfacer los consumos de los centros de transformación CT1 y CT2. (PLN-03-004)
- Líneas que alimentan a los consumos propios de los centros de transformación CT1 y CT2. (PLN-03-005)



- Líneas que van del cuadro general de protección de los centros de transformación (1 y 2) al cuadro general de protección de los Subcampos. (PLN-03-006)
- Líneas que van de los cuadros generales de protección de los subcampos a los distintos seguidores solares. (PLN-03-007-1 y PLN-03-007-2)

Se utilizará conductor RV-K (Cobre con Tensión de aislamiento 0,6/1 kV) a 0,4 m bajo tubo subterránea (la mayoría de veces), para transportar la energía a los consumos el generador fotovoltaico, se utilizará la ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 4,5 % para alumbrado y del 6,5 % para los demás usos, considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador.

La sección se calculará tal y como se muestra en la memoria justificativa la sección del conductor por la máxima intensidad admisible del conductor (aplicando factores de corrección según el método D para cables subterráneos ó el método B2 para cables entubados sobre la pared) y por el criterio de la caída de tensión. Como resultado se obtiene:

- Líneas que distribuyen la energía a los consumos propios del centro de transformación auxiliar 3.

Tenemos una primera línea que sale del cuadro de Baja Tensión del transformador y va a parar al cuadro general de protección del centro de transformación, esta línea es un circuito trifásico formado por cuatro cables unipolares de Cu RV-K 0,6/1kV (R, S, T, N), de secciones de 6 mm^2 , $3 \times 6 \text{ mm}^2 + 1 \times 6 \text{ mm}^2$. El circuito irá bajo tubo de diámetro exterior de 20 mm según ITC-BT-21.

Del cuadro general de protecciones del centro de transformaciones saldrán a su vez 3 circuitos monofásicos que distribuirán energía para los consumos propios del centro de transformación (dos luminarias y un punto de consumo). Cada uno de estos circuitos estará formado por un cable multipolar de Cu RV-K 0,6/1kV, de secciones de 6 mm^2 , los tres cables discurrirán juntos hasta llegar a su punto de consumo, por lo que comparten canaleta, este canaleta o tubo tendrá 20 mm como diámetro exterior según ITC-BT-21



- Líneas que transportan energía para satisfacer los consumos de los centros de transformación CT1 y CT2.

Tenemos dos líneas equivalentes que salen del cuadro de Baja Tensión del transformador del centro de transformación 3 y que van a parar al cuadro general de protección de cada uno de los centros de transformación 1 y 2. Estas líneas están formadas por un circuito trifásico de cuatro cables unipolares Cu RV-K 0,6/1kV (R, S, T, N), de secciones de 6 mm^2 , $3 \times 6 \text{ mm}^2 + 1 \times 6 \text{ mm}^2$. El circuito irá bajo tubo de diámetro exterior de 20 mm según ITC-BT-21.

- Líneas que alimentan a los consumos propios de los centros de transformación CT1 y CT2.

Como su nombre indica son aquellos cables que alimentan a los consumos y salen del cuadro general de protecciones del centro de transformación, de este saldrán 3 circuitos monofásicos que distribuirán energía para los consumos propios del centro de transformación (luminaria, inversor y punto de consumo). Cada uno de estos circuitos estará formado por un cable multipolar de Cu RV-K 0,6/1kV, de secciones de 6 mm^2 , $2 \times 6 \text{ mm}^2$ los tres cables discurrirán separados por canaletas distintas de diámetro exterior de 16 mm según ITC-BT-21.

- Líneas que van del cuadro general de protección de los centros de transformación (1 y 2) al cuadro general de protección de los Subcampos.

Del cuadro general de protección de cada centro de transformación salen 6 circuitos trifásicos (R, S, T) que van a parar a los cuadros generales de protección de los Subcampos. Estas líneas están formadas por circuitos trifásico de tres cables unipolares Cu RV-K 0,6/1kV de secciones de 6 mm^2 , $3 \times 6 \text{ mm}^2$. El circuito irá bajo tubo de diámetro exterior de 20 mm según ITC-BT-21.

- Líneas que van de los cuadros generales de protección de los subcampos a los distintos seguidores solares.

De cada cuadro general de protección de los subcampos salen cables para alimentar a los motores de los seguidores solares, saldrá un circuito por cada seguidor solar y estará formado por conductores multipolares Cu RV-K 0,6/1kV de secciones de 6 mm^2 , $3 \times 6 \text{ mm}^2$. El circuito irá bajo tubo de diámetro exterior de 20 mm según ITC-BT-21.



Protección frente a sobrecargas y cortocircuitos, todas las líneas irán protegidas frente a sobrecargas y cortocircuitos se utilizarán PIAs y Fusibles. Se puede ver en la memoria justificativa que elemento protege a dicha línea se utilizarán PIAs de todo tipo Monopolares, bipolares, tripolares y tetrapolares según las fases de que se quieran proteger.

Protección frente a sobretensiones

La instalación estará debidamente protegida frente a sobretensiones. Cada centro de transformación tendrá un pararrayos para evitar estas sobretensiones que puedan sucederse por condiciones meteorológicas.

Protección diferencial

El cuadro general de protecciones de los subcampos deberá disponer de un interruptor diferencial para evitar posibles daños por contactos directos e indirectos de personas sobre conductores activos de la instalación, por esto todos los elementos eléctricos deberán ir conectados debidamente a tierra. El interruptor diferencial tendrá una sensibilidad de 300 mA y tendrá una intensidad nominal y poder de corte de 10 (6kA).

Distancias

Es de interés conocer las distancias que hay de los cuadros generales de protección de los centros de transformación hasta los motores de los seguidores solares de nuestro generador solar. Las distancias de las líneas se pueden ver en los planos PLN-03-006, PLN-03-007-1 y PLN-03-007-2, también podemos observar que cuadros de protección las protege.

El cuadro general de protección será el mismo que el utilizado para la evacuación de la energía solar generada (ITC-BT-07), este se sitúa a la altura del seguidor solar 6 de cada subcampo, provocando así que la distancia en metros que hay entre el seguidor solar y el cuadro de protección sea la misma en el trazado de las líneas de los seguidores solares 1 y 11, 2 y 10, 3 y 9, 4 y 8 y 5 y 7, la línea del seguidor solar 6 será distinta.



En la tabla 14 se muestra la cantidad de cuadros de protección que hay y a que Subcampo protegerá, también en la tabla 15 se muestra la distancia que hay desde el Centro de transformación 1 al (CT1) a los cuadros generales de protección de los subcampos (CGP).

Tabla 14 Cuadros CGP

	Subcampos
Cuadro de protección CGP 1	1 y 2
Cuadro de protección CGP 2	3 y 4
Cuadro de protección CGP 3	5
Cuadro de protección CGP 4	6 y 7
Cuadro de protección CGP 5	8 y 9
Cuadro de protección CGP 6	10 y 11

Tabla 15 Distancia líneas CT1 - CGP

Línea de CGP a Inversor	metros
LCGP1_AC	112,15
LCGP2_AC	90,25
LCGP3_AC	68,35
LCGP4_AC	68,35
LCGP5_AC	90,25
LCGP6_AC	112,15

La distancia que hay de cada seguidor fotovoltaico al cuadro de protección se muestra a continuación en la tabla 16:

Tabla 16 Distancia líneas seguidor solar - CGP

Línea de Seguidor a CGP	metros
LSN_1AC	58,96
LSN_2AC	49,06
LSN_3AC	39,16
LSN_4AC	29,26
LSN_5AC	19,36
LSN_6AC	9,46
LSN_7AC	19,36
LSN_8AC	29,26
LSN_9AC	39,16
LSN_10AC	49,06
LSN_11AC	58,96

Todas estas magnitudes y otros cálculos que están en la memoria justificativa se pueden observar de una manera sencilla en los esquemas unifilares de la instalación PLN-03-008, PLN-03-009-1 y PLN-03-009-2.



1.6.4. Centros de transformación (CT1 y CT2) para evacuar la energía de los campos fotovoltaicos

Se instalarán dos centros de transformación prefabricados tipo Monobloque de la empresa Ormazabal, con transformadores en su interior de 630 kVA con la finalidad de elevar y evacuar la energía procedente de los campos solares fotovoltaicos 1 y 2, por lo que el centro que eleva y evacua la energía del campo solar 1 se le llamará centro de transformación 1 y al que hace las mismas funciones pero en el campo solar 2 se le llamará centro de transformación 2.

El dimensionamiento energético que debe tener el transformador que está en el interior de la envolvente prefabricada, deberá ser 630 kVA tal y como reflejan los resultados en la memoria justificativa.

Este centro de transformación es peculiar, ya que dentro de su envolvente se encuentra el inversor solar que transforma la Corriente Continua, que salen de los seguidores solares de los subcampos, a Corriente Alterna, una vez realizada la conversión, esta energía se evacua por el cuadro de Baja Tensión del transformador formando un esquema IT, estos equipos han de conectarse a un transformador con el neutro del lado de Baja Tensión aislado, generando así dicho esquema, por lo que la conexión del neutro del sistema IT como punto de referencia es necesaria. Realizando esta instalación de manera oportuna entre el inversor y el transformador se elevará la energía a 20 kV siendo protegida por una celda de protección porta fusibles y se evacuará por una celda de línea hacia el centro de seccionamiento también llamado en este documento centro de transformación auxiliar 3.

En los planos PLN-01-001 y PLN-01-002 se puede ver el dimensionamiento de estos centros de transformación y dónde se sitúan los elementos antes descritos (Inversor, celda de línea, celda de protección portafusibles, transformador 630 kVA y cuadro de BT), así como las puertas de acceso y sus rejillas de ventilación, en el plano PLN-01-003 se puede ver las líneas de entrada y salida que hay en ambos centros de transformación (simétricos), en el plano PLN-01-004 se puede ver sus puestas a tierras y por último en el plano PLN-01-008 su esquema unifilar.



1.6.4.1. Características generales del CT:

El centro de transformación objeto del presente proyecto será prefabricado de tipo interior, empleando para su aparellaje celdas prefabricadas bajo envoltorio metálica.

La acometida al mismo será subterránea y el suministro de energía se efectuará a una tensión de servicio de 20 kV y una frecuencia de 50 Hz, siendo la Compañía Eléctrica suministradora de Electricidad Iberdrola S.A.U.

Las celdas a emplear serán modulares de aislamiento y corte en hexafluoruro de azufre (SF₆).

La energía a transportar por la línea de salida, tiene las siguientes características:

- Corriente: Alterna trifásica.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión compuesta: 20 kV.

La potencia de cortocircuito de diseño, será de 350 MVA, lo que equivale a 10kA eficaces, según los datos proporcionados por la Compañía Suministradora.

1.6.4.2. Obra civil

1.6.4.2.1. Local

El Centro estará ubicado en una caseta o envoltorio independiente destinada únicamente a esta finalidad. En ella se ha instalado toda la aparamenta y demás equipos eléctricos.

Para el diseño de este centro de transformación se han observado todas las normativas legales pertinentes, teniendo en cuenta las distancias necesarias para pasillos, accesos, etc.

1.6.4.2.2. Edificio de transformación

El edificio prefabricado de hormigón está formado por las siguientes piezas principales: una que aglutina la base y las paredes, otra que forma la solera y una



tercera que forma el techo. La estanquidad queda garantizada por el empleo de juntas de goma esponjosa.

Estas piezas son construidas en hormigón armado, con una resistencia característica de 300 kg/cm^2 . La armadura metálica se une entre sí mediante latiguillos de cobre y a un colector de tierras, formando una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro.

Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10.000 ohmios respecto de la tierra de la envolvente.

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial será accesible desde el exterior.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

En la base de la envolvente irán dispuestos, tanto en el lateral como en la solera, los orificios para la entrada de cables de Alta y Baja Tensión

1.6.4.2.3. Cimentación

Para la ubicación del centro de transformación prefabricado se realizará una excavación, cuyas dimensiones dependen del modelo seleccionado, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de unos 10 cm. de espesor.

La ubicación se realizará en un terreno que sea capaz de soportar una presión de 1 kg/cm^2 , de tal manera que los edificios o instalaciones anejas al CT y situadas en su entorno no modifiquen las condiciones de funcionamiento del edificio prefabricado.

1.6.4.2.4. Solera, pavimento y cerramientos exteriores

Todos estos elementos están fabricados en una sola pieza de hormigón armado, según indicación anterior. Sobre la placa base, ubicada en el fondo de la excavación, y a una determinada altura se sitúa la solera, que descansa en algunos apoyos sobre dicha placa y en las paredes, permitiendo este espacio el paso de cables de MT y BT, a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.



En el hueco para transformador se disponen dos perfiles en forma de "U", que se pueden desplazar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los agujeros para los cables de MT, BT y tierras exteriores.

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso a peatones, puertas de transformador y rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero galvanizado. Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de evitar aperturas intempestivas de las mismas y la violación del centro de transformación.

Las puertas estarán abisagradas para que se puedan abatir 180° hacia el exterior, y se podrán mantener en la posición de 90° con un retenedor metálico. Las rejillas están formadas por lamas en forma de "V" invertida, para evitar la entrada de agua de lluvia en el centro de transformación, y rejilla mosquitera, para evitar la entrada de insectos.

Los CT tendrán un aislamiento acústico de forma que no transmitan niveles sonoros superiores a los permitidos en las Ordenanzas Municipales y/o distintas legislaciones de las Comunidades Autónomas.

1.6.4.2.5. Cubierta

La cubierta está formada por piezas de hormigón armado, habiéndose diseñado de tal forma que se impidan las filtraciones y la acumulación de agua sobre ésta, desaguando directamente al exterior desde su perímetro.

1.6.4.2.6. Pinturas

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica o epoxy, haciéndolas muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos.



1.6.4.2.7. Varios

El índice de protección presentado por el edificio es:

- Edificio prefabricado: IP 23
- Rejillas: IP 33

Las sobrecargas admisibles son:

- Sobrecarga de nieve: 250 kg/m².
- Sobrecarga de viento: 100 kg/m² (144 km/h).
- Sobrecarga en el piso: 400 kg/m².

1.6.4.2.8. Características generales del centro prefabricado:

Nº de Celdas: 2

Nº de transformadores: 1

Tipo de ventilación: Normal

Dimensiones exteriores

- Longitud: 6080 mm
- Fondo: 2380 mm
- Altura: 3040 mm
- Altura vista: 2580 mm

Dimensiones de la excavación

- Longitud: 6880 mm
- Fondo: 3180 mm
- Profundidad: 560 mm

1.6.4.3. Instalación eléctrica

1.6.4.3.1. Red alimentación

La red de la cual se alimenta el centro de transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 20 kV, nivel de aislamiento según lista 2 (MIE-RAT 12), y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito máxima de la red de alimentación será de 350 MVA, según datos proporcionados por la Compañía suministradora.



1.6.4.3.2. Aparamenta Alta Tensión

Las celdas son modulares con aislamiento y corte en SF₆, cuyos embarrados se conectan de forma totalmente apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.). La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda y los accesos a los accionamientos del mando, y en la parte inferior se encuentran las tomas para las lámparas de señalización de tensión y panel de acceso a los cables y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

El embarrado de las celdas estará dimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar.

Las celdas cuentan con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así su incidencia sobre las personas, cables o aparamenta del centro de transformación.

Los interruptores tienen tres posiciones: conectados, seccionados y puestos a tierra. Los mandos de actuación son accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual o motorizada. Los enclavamientos pretenden que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.
- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

En las celdas de protección, los fusibles se montan sobre unos carros que se introducen en los tubos portafusibles de resina aislante, que son perfectamente estancos respecto del gas y del exterior. El disparo se producirá por fusión de uno de los fusibles o cuando la presión interior de los tubos portafusibles se eleve, debido a un fallo en los fusibles o al calentamiento excesivo de éstos.



Las características generales de las celdas son las siguientes, en función de la tensión nominal (U_n):

$U_n \leq 20 \text{ kV}$

Tensión asignada: 24 kV

Tensión soportada a frecuencia industrial durante 1 minuto:

- A tierra y entre fases: 50 kV
- A la distancia de seccionamiento: 60 kV

Tensión soportada a impulsos tipo rayo (valor de cresta):

- A tierra y entre fases: 125 kV
- A la distancia de seccionamiento: 145 kV

$20 \text{ kV} < U_n \leq 30 \text{ kV}$

Tensión asignada: 36 kV

Tensión soportada a frecuencia industrial durante 1 minuto:

- A tierra y entre fases: 70 kV
- A la distancia de seccionamiento: 80 kV

Tensión soportada a impulsos tipo rayo (valor de cresta):

- A tierra y entre fases: 170 kV
- A la distancia de seccionamiento: 195 kV

El transformador es trifásico reductor de tensión, con neutro accesible en el secundario y refrigeración natural en aceite. Se dispone de una rejilla metálica para defensa del trafo.

La conexión entre las celdas A.T. y el transformador se realiza mediante conductores unipolares de aluminio, de aislamiento seco y terminales enchufables, con un radio de curvatura mínimo de $10(D + d)$, siendo "D" el diámetro del cable y "d" el diámetro del conductor.



1.6.4.3.3. Aparamenta en Baja Tensión

El cuadro de baja tensión tipo UNESA posee en su zona superior un compartimento para la acometida al mismo, que se realiza a través de un pasamuros tetrapolar que evita la entrada de agua al interior. Dentro de este compartimento existen 4 pletinas deslizantes que hacen la función de seccionador. Más abajo existe un compartimento que aloja exclusivamente el embarrado y los elementos de protección de cada circuito de salida (4). Esta protección se encomienda a fusibles dispuestos en bases trifásicas pero maniobradas fase a fase, pudiéndose realizar las maniobras de apertura y cierre en carga.

Cuando son necesarias más de 4 salidas en BT se permite ampliar el cuadro reseñado mediante módulos de las mismas características, pero sin compartimento superior de acometida.

La conexión entre el transformador y el cuadro BT se realiza mediante conductores unipolares de aluminio, de aislamiento seco 0,6/1 kV sin armadura. Las secciones mínimas necesarias de los cables estarán de acuerdo con la potencia del transformador y corresponderán a las intensidades de corriente máximas permanentes soportadas por los cables. El circuito se realizará con cables de 240 mm².

1.6.4.4. Puesta a tierra

1.6.4.4.1. Tierra de protección

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente: envolventes de las celdas y cuadros de baja tensión, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio. No se unirán las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.

Las celdas dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección.

La tierra interior de protección se realizará con cable de 50 mm² de cobre desnudo formando un anillo, y conectará a tierra los elementos descritos anteriormente.



1.6.4.4.2. Tierra de servicio

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en baja tensión, debido a faltas en la red de alta tensión, el neutro del sistema de baja tensión se conectará a una toma de tierra independiente del sistema de alta tensión, de tal forma que no exista influencia de la red general de tierra.

La tierra interior de servicio se realizará con cable de 50 mm² de cobre aislado 0,6/1 kV.

1.6.4.5. Instalaciones secundarias

1.6.4.5.1. Alumbrado

En el interior del centro de transformación se instalará un punto de luz, capaz de proporcionar un nivel de iluminación suficiente para la comprobación y maniobra de los elementos del mismo. El nivel medio será como mínimo de 150 lux.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación. Además, se deberá poder efectuar la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión.

El interruptor se situará al lado de la puerta de entrada, de forma que su accionamiento no represente peligro por su proximidad a la alta tensión.

Se dispondrá también un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalará los accesos al centro de transformación.

1.6.4.5.2. Protección contra incendios

Si va a existir personal itinerante de mantenimiento por parte de la compañía suministradora, no se exige que en el centro de transformación haya un extintor. En caso contrario, se incluirá un extintor de eficacia 89B.

La resistencia ante el fuego de los elementos delimitadores y estructurales será RF-180 y la clase de materiales de suelos, paredes y techos M0 según Norma UNE 23727.



1.6.4.5.3. Ventilación

La ventilación del centro de transformación se realizará de modo natural mediante rejillas de entrada y salida de aire dispuestas para tal efecto, siendo la superficie mínima de la rejilla de entrada de aire en función de la potencia del mismo.

Estas rejillas se construirán de modo que impidan el paso de pequeños animales, la entrada de agua de lluvia y los contactos accidentales con partes en tensión si se introdujeran elementos metálicos por las mismas.

1.6.4.5.4. Medidas de seguridad

Las celdas dispondrán de una serie de enclavamientos funcionales descritos a continuación:

- Sólo será posible cerrar el interruptor con el interruptor de tierra abierto y con el panel de acceso cerrado.
- El cierre del seccionador de puesta a tierra sólo será posible con el interruptor abierto.
- La apertura del panel de acceso al compartimento de cables sólo será posible con el seccionador de puesta a tierra cerrado.
- Con el panel delantero retirado, será posible abrir el seccionador de puesta a tierra para realizar el ensayo de cables, pero no será posible cerrar el interruptor.
- Las celdas de entrada y salida serán de aislamiento integral y corte en SF6, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, evitando de esta forma la pérdida del suministro en los centros de transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del centro de transformación.
- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 67

- Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.
- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de media tensión y baja tensión. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.
- La puerta de acceso al CT llevará el Lema Corporativo y estará cerrada con llave.
- Las puertas de acceso al CT y, cuando las hubiera, las pantallas de protección, llevarán el cartel con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico.
- En un lugar bien visible del CT se situará un cartel con las instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente.
- Salvo que en los propios aparatos figuren las instrucciones de maniobra, en el CT, y en lugar bien visible habrá un cartel con las citadas instrucciones.
- Deberán estar dotados de bandeja o bolsa portadocumentos.
- Para realizar maniobras en A.T. el CT dispondrá de banqueta o alfombra aislante, guantes aislantes y pértiga.



1.6.5. Centro de seccionamiento o centro de transformación auxiliar (CT3)

Se instala el centro de transformación prefabricado tipo Monobloque de la empresa Alstom, con un transformador en su interior de 25 kVA con la finalidad de abastecer energía a los consumos que se puedan producir en el sistema generador solar fotovoltaico.

El dimensionamiento energético que debe tener el transformador que está en el interior de la envolvente prefabricada, deberá ser 25 kVA tal y como reflejan los resultados en la memoria justificativa.

El centro de transformación auxiliar también es llamado de seccionamiento, ya que en ella se realiza el seccionamiento de las dos líneas de Media Tensión provenientes de los centros de transformación CT1 y CT2 para su posterior evacuación y consumo. Nuestro centro de transformación auxiliar o de seccionamiento CT3 tendrá por tanto las siguientes celdas de Media Tensión:

1. Celda línea entrada (línea proveniente de CT1)
2. Celda línea entrada (línea proveniente de CT2)
3. Celda de Medida (tres transformadores de intensidad y tres de tensión con la finalidad de contabilizar la energía que producimos)
4. Celda de línea entrada (línea de Suministro para trafo de 25 kVA)
5. Celda de Protección fusibles (Para proteger la salida de la línea que va al entronque aéreo-subterráneo)
6. Celda de línea salida (línea que va al entronque subterráneo-aéreo)
7. Celda de seccionamiento (Por si la empresa quiere cerrarnos el grifo)
8. Celda de Protección fusibles (para proteger la parte de AT del 1º del trafo.)
9. Celda de Medida (para ver la energía consumida por nuestros elementos receptores de la instalación)

A la salida del transformador una vez transformada la energía a Baja Tensión, habrá un cuadro de Baja Tensión para proteger las líneas que hayan aguas abajo, estas líneas serán las que alimenten a los consumos.



En el plano PLN-01-005 se puede ver el dimensionamiento del centro de transformación y dónde se sitúan los elementos antes descritos (celdas de línea, medida, protección y transformador 25 kVA), así como las puertas de acceso y sus rejillas de ventilación, en el plano PLN-01-006 se puede ver las líneas de entrada y salida que hay en el centro de transformación, en el plano PLN-01-007 se puede ver sus puestas a tierras y por último en el plano PLN-01-008 su esquema unifilar.

1.6.5.1. Características generales del CT:

El centro de transformación objeto del presente proyecto será prefabricado de tipo interior, empleando para su aparellaje celdas prefabricadas bajo envoltorio metálica.

La acometida al mismo será subterránea y el suministro de energía se efectuará a una tensión de servicio de 20 kV y una frecuencia de 50 Hz, siendo la Compañía Eléctrica suministradora de Electricidad Iberdrola S.A.U.

Las celdas a emplear serán modulares de aislamiento y corte en hexafluoruro de azufre (SF₆).

La energía a transportar por la línea de salida, tiene las siguientes características:

- Corriente: Alterna trifásica.
- Frecuencia: 50 Hz.
- Tensión compuesta: 20 kV.

La potencia de cortocircuito de diseño, será de 350 MVA, lo que equivale a 10kA eficaces, según los datos proporcionados por la Compañía Suministradora.

1.6.5.2. Obra civil

1.6.5.2.1. Local

El Centro estará ubicado en una caseta o envoltorio independiente destinada únicamente a esta finalidad. En ella se ha instalado toda la aparamenta y demás equipos eléctricos.



Para el diseño de este centro de transformación se han observado todas las normativas legales pertinentes, teniendo en cuenta las distancias necesarias para pasillos, accesos, etc.

1.6.5.2.2. Edificio de transformación

El edificio prefabricado de hormigón está formado por las siguientes piezas principales: una que aglutina la base y las paredes, otra que forma la solera y una tercera que forma el techo. La estanquidad queda garantizada por el empleo de juntas de goma esponjosa.

Estas piezas son construidas en hormigón armado, con una resistencia característica de 300 kg/cm^2 . La armadura metálica se une entre sí mediante latiguillos de cobre y a un colector de tierras, formando una superficie equipotencial que envuelve completamente al centro.

Las puertas y rejillas están aisladas eléctricamente, presentando una resistencia de 10.000 ohmios respecto de la tierra de la envolvente.

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial será accesible desde el exterior.

Las piezas metálicas expuestas al exterior están tratadas adecuadamente contra la corrosión.

En la base de la envolvente irán dispuestos, tanto en el lateral como en la solera, los orificios para la entrada de cables de Alta y Baja Tensión

1.6.5.2.3. Cimentación

Para la ubicación del centro de transformación prefabricado se realizará una excavación, cuyas dimensiones dependen del modelo seleccionado, sobre cuyo fondo se extiende una capa de arena compactada y nivelada de unos 10 cm. de espesor.

La ubicación se realizará en un terreno que sea capaz de soportar una presión de 1 kg/cm^2 , de tal manera que los edificios o instalaciones anejas al CT y situadas en su entorno no modifiquen las condiciones de funcionamiento del edificio prefabricado.



1.6.5.2.4. Solera, pavimento y cerramientos exteriores

Todos estos elementos están fabricados en una sola pieza de hormigón armado, según indicación anterior. Sobre la placa base, ubicada en el fondo de la excavación, y a una determinada altura se sitúa la solera, que descansa en algunos apoyos sobre dicha placa y en las paredes, permitiendo este espacio el paso de cables de MT y BT, a los que se accede a través de unas troneras cubiertas con losetas.

En el hueco para transformador se disponen dos perfiles en forma de "U", que se pueden desplazar en función de la distancia entre las ruedas del transformador.

En la parte inferior de las paredes frontal y posterior se sitúan los agujeros para los cables de MT, BT y tierras exteriores.

En la pared frontal se sitúan las puertas de acceso a peatones, puertas de transformador y rejillas de ventilación. Todos estos materiales están fabricados en chapa de acero galvanizado. Las puertas de acceso disponen de un sistema de cierre con objeto de evitar aperturas intempestivas de las mismas y la violación del centro de transformación.

Las puertas estarán abisagradas para que se puedan abatir 180° hacia el exterior, y se podrán mantener en la posición de 90° con un retenedor metálico. Las rejillas están formadas por lamas en forma de "V" invertida, para evitar la entrada de agua de lluvia en el centro de transformación, y rejilla mosquitera, para evitar la entrada de insectos.

Los CT tendrán un aislamiento acústico de forma que no transmitan niveles sonoros superiores a los permitidos en las Ordenanzas Municipales y/o distintas legislaciones de las Comunidades Autónomas.

1.6.5.2.5. Cubierta

La cubierta está formada por piezas de hormigón armado, habiéndose diseñado de tal forma que se impidan las filtraciones y la acumulación de agua sobre ésta, desaguando directamente al exterior desde su perímetro.



1.6.5.2.6. Pinturas

El acabado de las superficies exteriores se efectúa con pintura acrílica o epoxy, haciéndolas muy resistentes a la corrosión causada por los agentes atmosféricos.

1.6.5.2.7. Varios

El índice de protección presentado por el edificio es:

- Edificio prefabricado: IP 23
- Rejillas: IP 33

Las sobrecargas admisibles son:

- Sobrecarga de nieve: 250 kg/m^2 .
- Sobrecarga de viento: 100 kg/m^2 (144 km/h).
- Sobrecarga en el piso: 400 kg/m^2 .

1.6.5.2.8. Características generales del centro prefabricado:

Nº de Celdas: 9

Nº de transformadores: 1

Tipo de ventilación: Normal

Dimensiones exteriores

- Longitud: 8460 mm
- Fondo: 2460 mm
- Altura: 3250 mm
- Altura vista: 2650 mm

Dimensiones de la excavación

- Longitud: 9260 mm
- Fondo: 3260 mm
- Profundidad: 700 mm



1.6.5.3. Instalación eléctrica

1.6.5.3.1. Red alimentación

La red de la cual se alimenta el centro de transformación es del tipo subterráneo, con una tensión de 20 kV, nivel de aislamiento según lista 2 (MIE-RAT 12), y una frecuencia de 50 Hz.

La potencia de cortocircuito máxima de la red de alimentación será de 350 MVA, según datos proporcionados por la Compañía suministradora.

1.6.5.3.2. Aparamenta Alta Tensión

Las celdas son modulares con aislamiento y corte en SF₆, cuyos embarrados se conectan de forma totalmente apantallada e insensible a las condiciones externas (polución, salinidad, inundación, etc.). La parte frontal incluye en su parte superior la placa de características, la mirilla para el manómetro, el esquema eléctrico de la celda y los accesos a los accionamientos del mando, y en la parte inferior se encuentran las tomas para las lámparas de señalización de tensión y panel de acceso a los cables y fusibles. En su interior hay una pletina de cobre a lo largo de toda la celda, permitiendo la conexión a la misma del sistema de tierras y de las pantallas de los cables.

El embarrado de las celdas estará dimensionado para soportar sin deformaciones permanentes los esfuerzos dinámicos que en un cortocircuito se puedan presentar.

Las celdas cuentan con un dispositivo de evacuación de gases que, en caso de arco interno, permite su salida hacia la parte trasera de la celda, evitando así su incidencia sobre las personas, cables o aparataje del centro de transformación.

Los interruptores tienen tres posiciones: conectados, seccionados y puestos a tierra. Los mandos de actuación son accesibles desde la parte frontal, pudiendo ser accionados de forma manual o motorizada. Los enclavamientos pretenden que:

- No se pueda conectar el seccionador de puesta a tierra con el aparato principal cerrado, y recíprocamente, no se pueda cerrar el aparato principal si el seccionador de puesta a tierra está conectado.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 74

- No se pueda quitar la tapa frontal si el seccionador de puesta a tierra está abierto, y a la inversa, no se pueda abrir el seccionador de puesta a tierra cuando la tapa frontal ha sido extraída.

En las celdas de protección, los fusibles se montan sobre unos carros que se introducen en los tubos portafusibles de resina aislante, que son perfectamente estancos respecto del gas y del exterior. El disparo se producirá por fusión de uno de los fusibles o cuando la presión interior de los tubos portafusibles se eleve, debido a un fallo en los fusibles o al calentamiento excesivo de éstos.

Las características generales de las celdas son las siguientes, en función de la tensión nominal (U_n):

$U_n \leq 20 \text{ kV}$

Tensión asignada: 24 kV

Tensión soportada a frecuencia industrial durante 1 minuto:

- A tierra y entre fases: 50 kV
- A la distancia de seccionamiento: 60 kV

Tensión soportada a impulsos tipo rayo (valor de cresta):

- A tierra y entre fases: 125 kV
- A la distancia de seccionamiento: 145 kV

$20 \text{ kV} < U_n \leq 30 \text{ kV}$

Tensión asignada: 36 kV

Tensión soportada a frecuencia industrial durante 1 minuto:

- A tierra y entre fases: 70 kV
- A la distancia de seccionamiento: 80 kV

Tensión soportada a impulsos tipo rayo (valor de cresta):

- A tierra y entre fases: 170 kV
- A la distancia de seccionamiento: 195 kV



El transformador es trifásico reductor de tensión, con neutro accesible en el secundario y refrigeración natural en aceite. Se dispone de una rejilla metálica para defensa del trafo.

La conexión entre las celdas A.T. y el transformador se realiza mediante conductores unipolares de aluminio, de aislamiento seco y terminales enchufables, con un radio de curvatura mínimo de $10(D + d)$, siendo "D" el diámetro del cable y "d" el diámetro del conductor.

1.6.5.3.3. Aparamenta en Baja Tensión

El cuadro de baja tensión tipo UNESA posee en su zona superior un compartimento para la acometida al mismo, que se realiza a través de un pasamuros tetrapolar que evita la entrada de agua al interior. Dentro de este compartimento existen 4 pletinas deslizantes que hacen la función de seccionador. Más abajo existe un compartimento que aloja exclusivamente el embarrado y los elementos de protección de cada circuito de salida (4). Esta protección se encomienda a fusibles dispuestos en bases trifásicas pero maniobradas fase a fase, pudiéndose realizar las maniobras de apertura y cierre en carga.

Cuando son necesarias más de 4 salidas en BT se permite ampliar el cuadro reseñado mediante módulos de las mismas características, pero sin compartimento superior de acometida.

La conexión entre el transformador y el cuadro BT se realiza mediante conductores unipolares de aluminio, de aislamiento seco 0,6/1 kV sin armadura. Las secciones mínimas necesarias de los cables estarán de acuerdo con la potencia del transformador y corresponderán a las intensidades de corriente máximas permanentes soportadas por los cables. El circuito se realizará con cables de 240 mm².

1.6.5.4. Medida de la energía eléctrica

En centros de transformación tipo "abonado" la medida de energía se realizará mediante un cuadro de contadores conectado al secundario de los transformadores de intensidad y de tensión de la celda de medida.



1.6.5.5. Puesta a tierra

1.6.5.5.1. Tierra de protección

Se conectarán a tierra todas las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente: envolventes de las celdas y cuadros de baja tensión, rejillas de protección, carcasa de los transformadores, etc., así como la armadura del edificio. No se unirán las rejillas y puertas metálicas del centro, si son accesibles desde el exterior.

Las celdas dispondrán de una pletina de tierra que las interconectará, constituyendo el colector de tierras de protección.

La tierra interior de protección se realizará con cable de 50 mm² de cobre desnudo formando un anillo, y conectará a tierra los elementos descritos anteriormente.

1.6.5.5.2. Tierra de servicio

Con objeto de evitar tensiones peligrosas en baja tensión, debido a faltas en la red de alta tensión, el neutro del sistema de baja tensión se conectará a una toma de tierra independiente del sistema de alta tensión, de tal forma que no exista influencia de la red general de tierra.

La tierra interior de servicio se realizará con cable de 50 mm² de cobre aislado 0,6/1 kV.

1.6.5.6. Instalaciones secundarias

1.6.5.6.1. Alumbrado

En el interior del centro de transformación se instalará un punto de luz, capaz de proporcionar un nivel de iluminación suficiente para la comprobación y maniobra de los elementos del mismo. El nivel medio será como mínimo de 200 lux.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de tal forma que se mantenga la máxima uniformidad posible en la iluminación. Además, se deberá poder efectuar la sustitución de lámparas sin peligro de contacto con otros elementos en tensión.



El interruptor se situará al lado de la puerta de entrada, de forma que su accionamiento no represente peligro por su proximidad a la alta tensión.

Se dispondrá también un punto de luz de emergencia de carácter autónomo que señalará los accesos al centro de transformación.

1.6.5.6.2. Protección contra incendios

Si va a existir personal itinerante de mantenimiento por parte de la compañía suministradora, no se exige que en el centro de transformación haya un extintor. En caso contrario, se incluirá un extintor de eficacia 89B.

La resistencia ante el fuego de los elementos delimitadores y estructurales será RF-180 y la clase de materiales de suelos, paredes y techos M0 según Norma UNE 23727.

1.6.5.6.3. Ventilación

La ventilación del centro de transformación se realizará de modo natural mediante rejillas de entrada y salida de aire dispuestas para tal efecto, siendo la superficie mínima de la rejilla de entrada de aire en función de la potencia del mismo.

Estas rejillas se construirán de modo que impidan el paso de pequeños animales, la entrada de agua de lluvia y los contactos accidentales con partes en tensión si se introdujeran elementos metálicos por las mismas.

1.6.5.6.4. Medidas de seguridad

Las celdas dispondrán de una serie de enclavamientos funcionales descritos a continuación:

- Sólo será posible cerrar el interruptor con el interruptor de tierra abierto y con el panel de acceso cerrado.
- El cierre del seccionador de puesta a tierra sólo será posible con el interruptor abierto.
- La apertura del panel de acceso al compartimento de cables sólo será posible con el seccionador de puesta a tierra cerrado.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 78

- Con el panel delantero retirado, será posible abrir el seccionador de puesta a tierra para realizar el ensayo de cables, pero no será posible cerrar el interruptor.
- Las celdas de entrada y salida serán de aislamiento integral y corte en SF6, y las conexiones entre sus embarrados deberán ser apantalladas, consiguiendo con ello la insensibilidad a los agentes externos, evitando de esta forma la pérdida del suministro en los centros de transformación interconectados con éste, incluso en el eventual caso de inundación del centro de transformación.
- Las bornas de conexión de cables y fusibles serán fácilmente accesibles a los operarios de forma que, en las operaciones de mantenimiento, la posición de trabajo normal no carezca de visibilidad sobre estas zonas.
- Los mandos de la aparamenta estarán situados frente al operario en el momento de realizar la operación, y el diseño de la aparamenta protegerá al operario de la salida de gases en caso de un eventual arco interno.
- El diseño de las celdas impedirá la incidencia de los gases de escape, producidos en el caso de un arco interno, sobre los cables de media tensión y baja tensión. Por ello, esta salida de gases no debe estar enfocada en ningún caso hacia el foso de cables.
- La puerta de acceso al CT llevará el Lema Corporativo y estará cerrada con llave.
- Las puertas de acceso al CT y, cuando las hubiera, las pantallas de protección, llevarán el cartel con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico.
- En un lugar bien visible del CT se situará un cartel con las instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente.
- Salvo que en los propios aparatos figuren las instrucciones de maniobra, en el CT, y en lugar bien visible habrá un cartel con las citadas instrucciones.
- Deberán estar dotados de bandeja o bolsa portadocumentos.
- Para realizar maniobras en A.T. el CT dispondrá de banqueta o alfombra aislante, guantes aislantes y pértiga.



1.6.6.Línea eléctrica aérea de Alta Tensión

- Línea que va de la salida entronque aéreo-subterráneo hacia el término municipal la aparecida para ser distribuida a sus habitantes. (PLN-04-001. PLN-04-005-1 y PLN-04-005-2)

Se utilizará conductor LA-56, este es de aluminio-acero galvanizado de 54,6 mm² de sección, según norma UNE-EN 50182, el cual está recogido en la norma NI 54.63.01, formado por 6 cables de aluminio y 1 de acero, con secciones de 46,8 mm² y 7,79 mm² respectivamente. Para realizar esta evacuación energética por medio de una red aérea se utilizará el reglamento sobre las condiciones técnicas y garantías de seguridad en las líneas eléctrica de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 A 09 (Decreto 22372008, de 15 de febrero). También se han utilizado los manuales técnico de distribución de Iberdrola MT 2.21.60 (Proyecto tipo: Línea Aérea de Media Tensión (Simple circuito conductor de aluminio-acero) y MT 2.23.17 (Conjuntos constructivos: Líneas Aéreas de MT hasta 30 kV con conductores desnudos, armados en líneas de simple circuito). Se tendrá en cuenta que la caída de tensión no debe sobrepasar de 5%, entre el entronque aéreo subterráneo (apoyo fin de línea 1) hasta el último apoyo de la línea más próximo al término municipal antes comentando (apoyo fin de línea 9).

Se ha elegido este conductor ya que su intensidad admisible es mayor que la intensidad que circulará por este circuito y también la caída de tensión no sobrepasará el 5 % quedando reflejados los resultados en la memoria justificativa del presente proyecto.

Estas líneas son más complejas que las anteriormente calculadas en este proyecto, ya que están suspendidos al aire libre por a unos apoyos adoptados sujetos a su vez por unos cimientos en el terreno. Por lo que en estas líneas deberemos calcular los esfuerzos, momentos, etc., que actúan sobre la estructura para calcular bien los cimientos dónde se asentarán dichos apoyos adoptados, bajo unas hipótesis de viento, hielo, etc., que dependen directamente de la zona en la que se encuentra la línea, nuestra zona será la A ya que el huerto solar está a unos 30 metros sobre el nivel del mar:



- Zona A: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel de mar.
- Zona B: La situada a una altitud entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.
- Zona C: La situada a una altitud superior a 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Estos cálculos están reflejados en la memoria justificativa del presente proyecto.

El dimensionado de estas líneas y de sus apoyos depende directamente de unas distancias de seguridad descritas en la memoria justificativa de este proyecto (del vano a la superficie, a carreteras secundarias, primarias, etc.).

1.6.6.1. Trazado

A los efectos de Autorizaciones Administrativas de Declaración en Concreto de Utilidad Pública y ocupaciones de terreno, e imposición de servidumbre, se aplicará lo previsto en la Ley 54/1997 de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico (LSE) en todo aquello en que esté en vigor, y en aquellos puntos que no estén desarrollados, lo establecido en la Ley 10/1966 de 18 de Marzo sobre Expropiación Forzosa y sanciones en materia de instalaciones eléctricas, y en el Reglamento para su aplicación, aprobado por Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

A continuación a modo resumen vamos a describir las características de la línea aérea de alta tensión diseñada para evacuar la energía.

1.6.6.2. Características

1.6.6.2.1. Conductor

El conductor que contempla este Proyecto Tipo es de aluminio-acero galvanizado de 54,6 mm² de sección, según norma UNE-EN 50182, el cual está recogido en la norma NI 54.63.01 cuyas características están recogidas en la tabla 17.



Tabla 17 Características conducto LA-56

Designación	47-AL1/8ST1A (LA 56)
Sección de aluminio, mm ²	46,8
Sección de acero, mm ²	7,79
Sección total, mm ²	54,6
Composición	6 + 1
Diámetro de los alambres, mm	3,15
Diámetro aparente, mm	9,45
Carga mínima de rotura, daN	1629
Módulo de elasticidad, daN/mm ²	7900
Coefficiente de dilatación lineal, °C ⁻¹	0,0000191
Masa aproximada, kg/km.	188,8
Resistencia eléctrica a 20°C, Ω/km.	0,6129
Densidad de corriente, A/mm ²	0.361

La temperatura máxima de servicio, bajo carga normal en la línea, no sobrepasará los 50 °C.

La tracción máxima en el conductor no sobrepasará, en ningún caso, el tercio de la carga de rotura del mismo. La tracción en el conductor a 15°C y sin sobrecarga, no sobrepasará el 15% de la carga de rotura del mismo.

El recubrimiento de zinc, de los hilos de acero, cumple con los requisitos especificados en la Norma UNE-EN 50189.

1.6.6.2.2. Aisladores y cadenas

El aislamiento estará formado por cadenas de aisladores de vidrio tipo caperuza y vástago, modelo E 70, con una línea de fuga de 320 mm. Cada cadena estará formada por dos aisladores tal y como se muestra en los cálculos justificativos de este proyecto.

1.6.6.2.3. Apoyos

Los apoyos de alineación serán de chapa metálica según las normas NI 52.10.10.

Los apoyos de ángulo, dependiendo del valor de éste, podrán ser de alguno de los tipos indicados en el párrafo anterior, o bien de perfiles metálicos, según la norma NI 52.10.01. Este último tipo de apoyo está indicado también para anclaje y fin de línea.

A continuación se van a mostrar los apoyos adoptados en la línea diseñada en este proyecto y que se pueden ver en el plano PLN-04-003.



1.6.6.2.3.1. Apoyos de alineación

Apoyos con cadenas horizontales

En la generalidad de los casos debe evitarse la utilización de estos apoyos, salvo que el tiro vertical de los conductores, bajo las condiciones prefijadas en los Proyectos Tipo pueda provocar desvío de las cadenas verticales superiores a 74° , también puede darse el caso de que por modificaciones en líneas existentes, intercalar apoyo para derivaciones, elevación de la línea, etc., algún apoyo de alineación con cadenas verticales quede a un nivel respecto a los colindantes que provoque el desvío excesivo de cadenas verticales. Dentro de las dos opciones que se indican, es preferente la indicada en la figura 12.

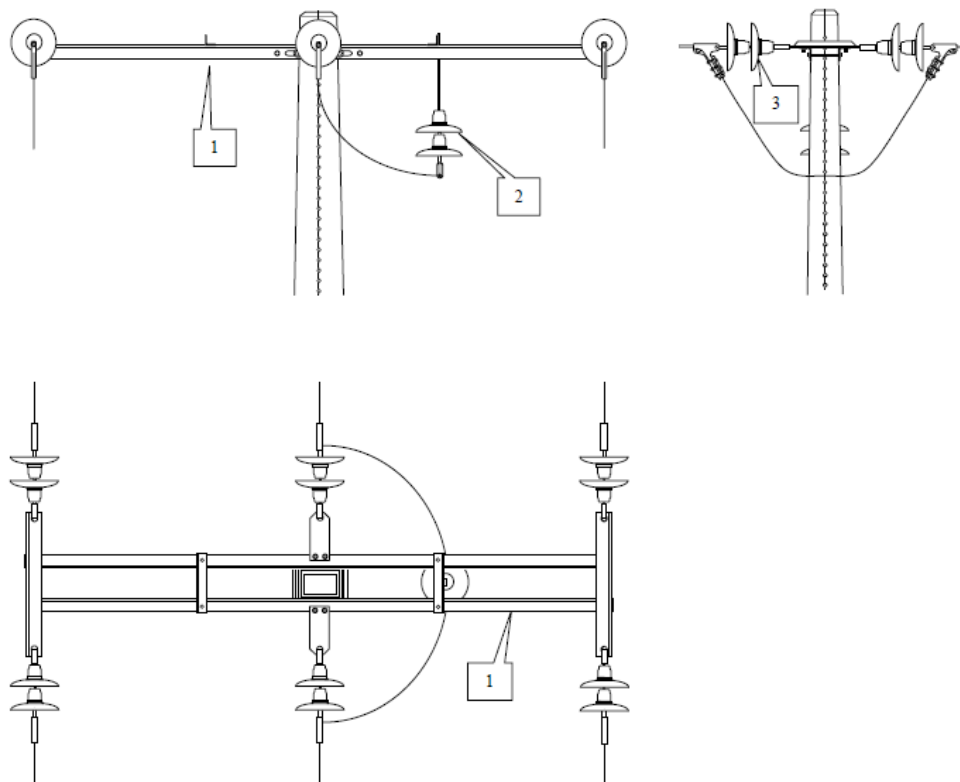


Figura 12 Elementos que figuran en apoyos de alineación

Tabla 18 Descripción de los elementos que figuran en apoyos de alineación

Marca	Cantidad	Denominación	Designación	Norma
1	1	Cruceta Recta	RH	NI 52.31.02
2	1	Cadena de suspensión	CS	NI 48.10.01
3	6	Cadena de amarre	CA	NI 48.10.01
s/n	-	Tornillería, piezas de conexión		



1.6.6.2.3.2. Apoyos de ángulo

Los apoyos de ángulo podrán resolverse, dependiendo de la magnitud del mismo, con apoyos de hormigón o chapa metálica, bien con apoyos de perfiles metálicos, en ambos casos podrá optarse por instalar cruceta recta o bóveda, dentro de las cuales debe considerarse como preferente las crucetas rectas.

Los apoyos de hormigón o de chapa se utilizarán, preferentemente para ángulos de desviación de la traza pequeños, todo ello dentro de las consideraciones que imponen los propios conductores y el tense de los mismos. Los apoyos de perfiles metálicos deberán emplearse en ángulos mayores o bien que por consideraciones de la propia línea sea conveniente utilizar un apoyo de ángulo como apoyo a la vez de anclaje. Esto último también es aplicable a los apoyos de alineación.

Apoyos de perfiles metálicos con cruceta recta. En la figura 13, se representa el armado correspondiente a los apoyos de ángulo con cruceta recta

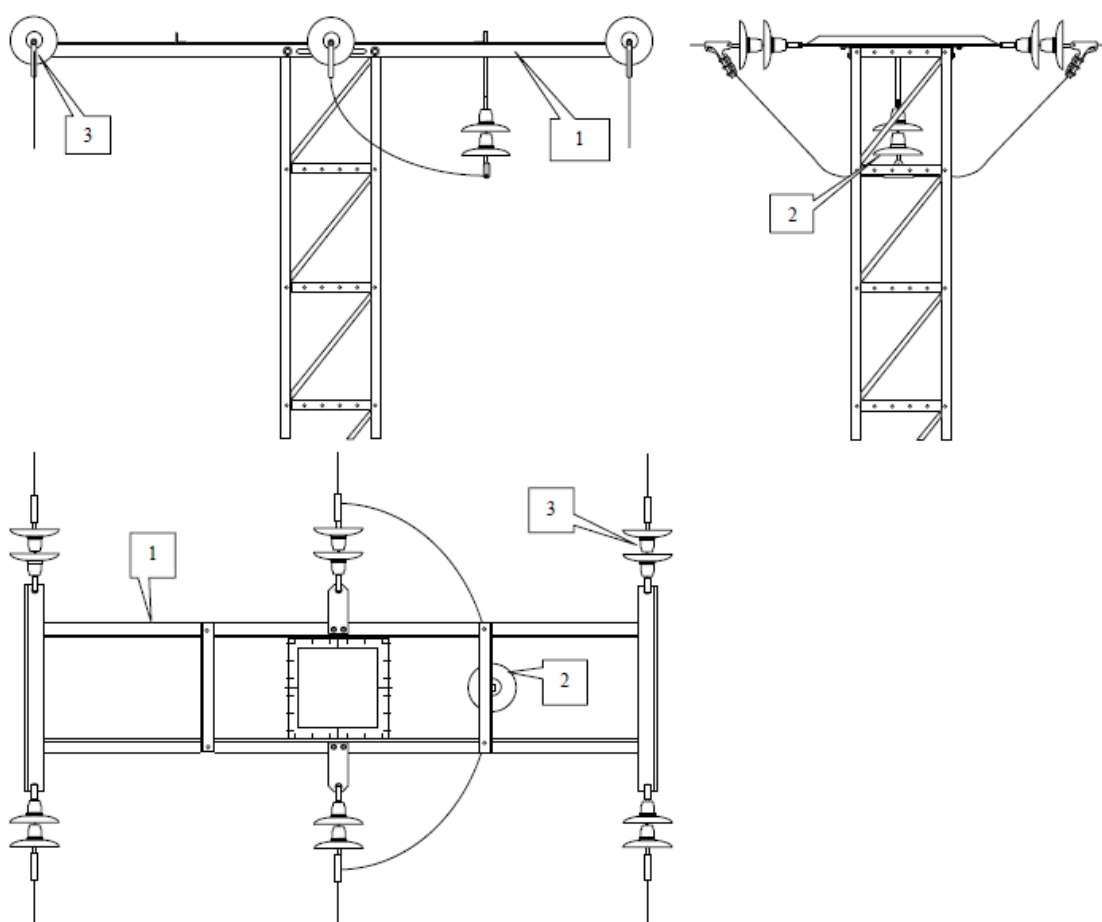


Figura 13 Elementos que figuran en apoyos de ángulo



Tabla 19 Descripción de los elementos que figuran en apoyos de ángulo

Marca	Cantidad	Denominación	Designación	Norma
1	1	Cruceta Recta	RC	NI 52.31.02
2	1	Cadena de suspensión	CS	NI 48.10.01
3	6	Cadena de amarre	CA	NI 48.10.01
s/n	-	Tornillería, piezas de conexión		

1.6.6.2.3.3. Apoyos de anclaje

La geometría de estos armados es igual a la descrita en los apoyos de ángulo.

1.6.6.2.3.4. Apoyos de Fin de línea:

Este será el primer apoyo que tendrá nuestra línea aérea, el apoyo responderá preferentemente a lo representado en la figura 11. Es aconsejable el empleo de este tipo de apoyos con cruceta recta.

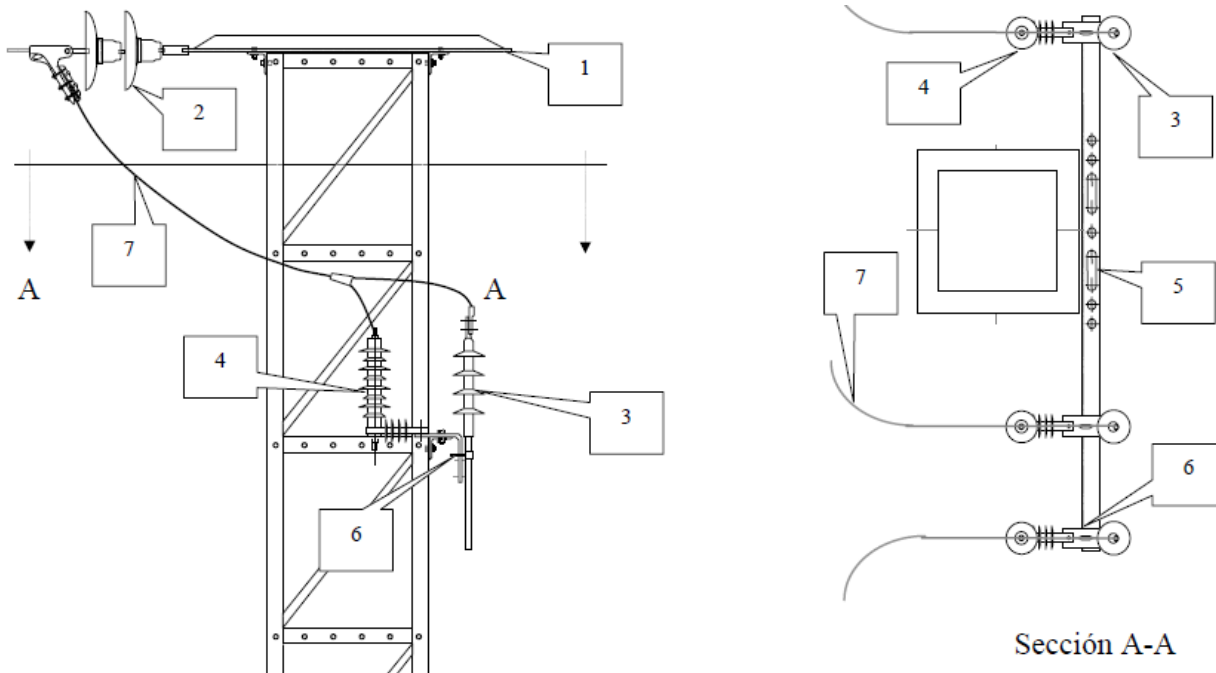


Figura 11 Elementos que figuran en apoyos de fin de línea aérea



Tabla 20 Descripción de los elementos que figuran en apoyos de fin de línea

Marca	Cantidad	Denominación	Designación	Norma
1	1	Cruceta Recta	RC	NI 52.31.02
2	3	Cadena de amarre	CA	NI 48.10.01
3	3	Terminación cable subterráneo	TES/24	NI 56.80.02
4	3	Pararrayos	POM-P	NI 75.30.02
5	1	Angular L-70.7-2040	L-70.7-2040	NI 52.30.24
6	3	Chapa CH-8-150	CH-8-150	NI 52.30.24
7	-	Puentes, según conductor		
s/n	-	Tornillería, piezas de conexión		

1.6.6.2.4. Crucetas

Las crucetas a utilizar serán metálicas, según las normas NI 52.30.22, 52.31.02 y 52.31.03. Su diseño responde a las nuevas exigencias de distancias entre conductores y accesorios en tensión a apoyos y elementos metálicos, tendentes a la protección de la avifauna. (PLN-04-004)

1.6.6.2.5. Señalización de apoyos

Todos los apoyos llevarán instalada una placa de señalización de riesgo eléctrico tipo CE 14, según la norma NI 29.00.00.

1.6.6.2.6. Numeración de apoyos

Todos los apoyos se numerarán, empleando para ello placas y números de señalización según la norma NI 29.05.01.

Todos los cálculos anteriormente descritos, están recogidos en la memoria justificativa.



1.7. Cálculo de la producción anual en función de la radiación solar

Cálculo de la producción anual esperada

En este proyecto de la planta fotovoltaica, se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que se aportan, son los siguientes.

1- G_{dm} (0) - Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/ (m².día), estos valores se han obtenido a partir de la siguiente fuente: Atlas de radiación solar y temperatura ambiente (comunidad autónoma de la Región de Murcia), a continuación se van a mostrar, en la tabla 21, los datos referentes a la ciudad de Cartagena, ya que es la localidad que más próxima está a la Aparecida.

Tabla 21 Irradiación solar (Wh/m²día) mensuales en Cartagena

	Cartagena (Murcia) Wh/(m ² día)		
	MÍNIMA	MEDIA	MÁXIMA
ENERO	620,02	2426,99	4743,16
FEBRERO	913,966	3319,41	5433,34
MARZO	1614,24	4516,79	5993,53
ABRIL	2835,67	5712,96	6510,53
MAYO	3866,71	6636,26	7074,76
JUNIO	4362,08	6965,24	7306,1
JULIO	4008,87	6639,59	6929,88
AGOSTO	3016,06	5714,6	6119,66
SEPTIEMBRE	1924,76	4472,1	5293,86
OCTUBRE	955,81	3247,36	4655,1
NOVIEMBRE	624,579	2358,34	4180,74
DICIEMBRE	517,167	2057,23	4218,14
TOTAL	2130,11	4505,57	5448,38



2- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ - Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/ (m².día), obtenido a partir del anterior. En nuestro caso las placas están orientadas al sur por lo que el ángulo azimut será igual a $\alpha = 0$ y la inclinación, β , que se va a utilizar va a ser la anual obtenida la tabla anteriormente.

Tabla 32 Resultado inclinación óptima

Periodo de diseño	β_{optima}
Diciembre	47,65°
Julio	17,65°
Anual	27,65°

Si elegimos una inclinación β (27,65°), estaremos en la hipótesis en donde los módulos solares están situados sobre estructuras fijas y en nuestro caso tenemos unas estructuras móviles, ya que vamos a utilizar un seguidor solar a dos ejes por lo que debemos mayorar el resultado que obtenemos para estructura fija, incrementando el 35% el resultado, ya que estudios revelan que los seguidores solares generan un 35% más que las instalaciones fijas.

Para el cálculo de $G_{dm}(\alpha, \beta)$, se pueden utilizar diferentes softwares y aplicaciones vía online como es el PVsyst, Nasa, etc. También hay modelos matemáticos que te calculan la irradiación solar para una inclinación dada. Este valor se ha calculado con una aplicación realizada por la universidad de Jaén y que está en el siguiente enlace:

http://www.ujaen.es/investiga/solar/07cursosolar/home_main_frame/02_radiacion/01_basico/java/pro_rad_5.htm

3 - Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR

Eficiencia energética de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.



- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

Se han escogido los mismos valores que los que se muestran en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

4 – Ecuación de la energía inyectada:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR}{G_{CEM}}$$

Siendo:

P_{mp} = Potencia pico del generador

G_{CEM} = 1 kW/m²

La potencia de pico del generador, será la correspondiente a todos los módulos solares de nuestra instalación, a continuación a modo resumen, en la tabla 22, se observa cómo se calcula la potencia de pico del generador (TOTAL).

Tabla 22 Potencia pico del generador

Potencia pico del generador				
Placa FV	1	-	0,345	kW
1 Seguidor	12	Placas	4,14	kW
1 Subcampo	11	Seguidores	45,54	kW
1 Campo	11	Subcampos	500,94	kW
TOTAL	2	Campos	1001,88	kW

$$P_{mp} = 1001,88 \text{ kW}$$



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 89

A continuación en la tabla 23 se muestra el valor de la energía inyectada mensual y anual por nuestro generador fotovoltaico de 1 MW.

Tabla 23 Energía (kWh) inyectada por el generador

	Gdm(0) (kWh/(m ² día))	Gdm(0°, 27,65°) (kWh/(m ² día))	PR	Incremento Rendimiento Seguidor	Ep (kWh/día)	Días	Ep (kWh/mes)
ENERO	2,427	3,733	0,851	35%	4.296,72	31	133.198,31
FEBRERO	3,319	4,642	0,844	35%	5.299,04	28	148.373,07
MARZO	4,517	5,319	0,801	35%	5.762,51	31	178.637,93
ABRIL	5,713	6,074	0,802	35%	6.588,68	30	197.660,50
MAYO	6,636	6,430	0,796	35%	6.922,67	31	214.602,71
JUNIO	6,965	6,481	0,768	35%	6.732,13	30	201.964,00
JULIO	6,640	6,296	0,753	35%	6.412,23	31	198.779,17
AGOSTO	5,715	5,835	0,757	35%	5.974,29	31	185.202,95
SEPTIEMBRE	4,472	5,066	0,769	35%	5.269,16	30	158.074,66
OCTUBRE	3,247	4,183	0,807	35%	4.565,74	31	141.537,84
NOVIEMBRE	2,358	3,537	0,837	35%	4.004,15	30	120.124,40
DICIEMBRE	2,057	3,243	0,850	35%	3.728,34	31	115.578,50
Producción pronosticada anual (kWh/año):							1.993.734,05

Como observamos en la tabla se esperará una producción anual (2014) de 1.993.734,05 kWh/año

Emissiones de CO₂ evitadas:

La generación de la energía de 1.993.734,05 KWh/año mediante otras tecnologías no renovables supondría una emisión de CO₂ al medio ambiente que con las renovables no obtendríamos. A continuación se va a calcular la emisión que obtendríamos con tecnologías que utilizan carbón del tipo Hulla + antracita utilizados actualmente. Los datos han sido sacados del IDAE (Factores de conversión energía final – energía primaria y factores de emisión de CO₂ 2010):

$$tCO_2_{Hulla+Antracita} = 1,13 \frac{tCO_2}{MWh} \times 1.993,73405 \frac{MWh}{año} = 2.252,92 \frac{tCO_2}{año}$$

Nuestra instalación por tanto generará una energía de 1.993.734,05 KWh al año sin emitir a la atmosfera 2.252,92 toneladas de CO₂ que se producirían al generar esa misma energía con carbón del tipo Hulla + antracita.



1.8. Análisis de rentabilidad de la instalación

Se calculará el VAN desde el año 0 al año 35 de vida útil de la instalación, y el TIR a 30 años. Se representará gráficamente, mediante diagramas de barras, la evolución anual del VAN, indicando el año para el que el VAN pasa de negativo a positivo (tiempo de retorno de la inversión).

1.8.1. Cálculo del VAN

El Valor Actualizado Neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual -que se actualiza mediante una tasa- todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial y los costes que durante el futuro se originen, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Se puede calcular el VAN en el año “n” con la expresión siguiente:

$$VAN(n) = -I_0 + A \left[\frac{\left(\frac{1}{1+k} \right)^n - 1}{\left(\frac{1}{1+k} \right) - 1} \right] - M \left[\frac{\left(\frac{1+m}{1+k} \right)^n - 1}{\left(\frac{1+m}{1+k} \right) - 1} \right]$$

Siendo:

I_0 = Inversión inicial (2.242.434,19 €)

$A \left[\frac{\left(\frac{1}{1+k} \right)^n - 1}{\left(\frac{1}{1+k} \right) - 1} \right]$ = Flujo de caja

$M \left[\frac{\left(\frac{1+m}{1+k} \right)^n - 1}{\left(\frac{1+m}{1+k} \right) - 1} \right]$ = Mantenimiento-seguro

En nuestro caso, el flujo de caja es el ahorro anual en el aprovisionamiento energético (€), definido como:

A = Ingresos por venta de electricidad + Ahorro de coste de aprovisionamiento

M = Son costes debido a mantenimiento y al seguro de la instalación (6.000 €)



Trabajaremos con las siguientes tasas:

m = inflación del mantenimiento: es un índice que estima el aumento del precio de los gastos de mantenimiento. Se tomará **m = 2 %**

k = tasa de actualización: es una tasa que define cómo se devalúa el dinero en el futuro. Está compuesta por el interés del capital 'e' y la inflación 'i', y se calcula como:

$$k = e + i \times (1 + e)$$

'e', interés del capital: consideraremos el EURIBOR promediado del mes de septiembre de 2014 (0,424 %), que indica el tipo de interés al que las entidades financieras se prestan dinero en el mercado interbancario del euro.

'i', inflación: es el incremento generalizado de los precios de bienes y servicios con relación a una moneda durante un período de tiempo determinado. Tomaremos la inflación anual del periodo Septiembre 2013 - Septiembre 2014 (0,19%).

$$k = 0,424 \% + 0,19 \% \times (1 + 0,424\%) \approx 0,695 \%$$

$$k = 0,695 \%$$

Nos falta calcular el Flujo de caja, para este cálculo es necesario saber los ingresos por venta de electricidad y el ahorro por coste de aprovisionamiento, antes de nada debemos calcular un pronóstico de la energía que se consumirá en un año y su coste (tarifa y autoconsumo). A continuación se procederá al cálculo de la energía demandada anual.

Energía demandada (kWh/año):

- Centro de transformación CT1:

Inversor (12 horas diarias de sol a 1,5 kW y 12 horas Nocturno 5 W):

$$E_{Inversor} = 1,5 \text{ kW} \times \frac{12h}{\text{dia}} \times \frac{365\text{días}}{\text{año}} + 5 \text{ W} \times \frac{12h}{\text{dia}} \times \frac{365\text{días}}{\text{año}}$$

$$E_{Inversor} = 6570 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} + 21,9 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 6591,9 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$



Luminaria (la luz de 36 W del centro estará encendida solo esporádicamente en caso de que haya una revisión o una avería 2 h/día):

$$E_{Luminaria} = 36 \text{ W} \times \frac{2h}{dia} \times \frac{365días}{año} = 26,28 \frac{kWh}{año}$$

Punto de consumo (el enchufe con punto de consumo de 400 W, al igual que en el caso anterior, tendrá una duración de 2 h/día):

$$E_{Punto de consumo} = 400 \text{ W} \times \frac{2h}{dia} \times \frac{365días}{año} = 292 \frac{kWh}{año}$$

Los Motores de 5 W de los seguidores solares funcionarán con un promedio anual de 12 horas diarias:

$$E_{Motores} = 121 \times \left[5 \text{ W} \times \frac{12h}{dia} \times \frac{365días}{año} \right] = 2649,9 \frac{kWh}{año}$$

La energía demandada por el centro de transformación 1, será por tanto:

$$E_{CT1} = E_{Inversor} + E_{Luminaria} + E_{Punto de consumo} + E_{Motores}$$

$$E_{CT1} = 9560,08 \frac{kWh}{año}$$

- Centro de transformación CT2:

$$E_{CT2} = 9560,08 \frac{kWh}{año}$$

- Centro de transformación CT3:

Luminaria (Las dos luces de 36 W del centro estarán encendidas solo esporádicamente en caso de que haya una revisión o una avería 2 h/día):

$$E_{Luminaria} = 2 \times \left[36 \text{ W} \times \frac{2h}{dia} \times \frac{365días}{año} \right] = 52,56 \frac{kWh}{año}$$

Punto de consumo (el enchufe con punto de consumo de 400 W, al igual que en el caso anterior, tendrá una duración de 2 h/día):

$$E_{Punto de consumo} = 400 \text{ W} \times \frac{2h}{dia} \times \frac{365días}{año} = 292 \frac{kWh}{año}$$

$$E_{CT3} = E_{Luminaria} + E_{Punto de consumo} = 344,56 \frac{kWh}{año}$$



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 93

La estimación de la energía demandada total será:

$$E_{Total} = E_{CT1} + E_{CT2} + E_{CT3} = 9560,08 + 9560,08 + 344,56 = 19464,72 \frac{kWh}{año}$$

$$E_{Total} = 19464,72 \frac{kWh}{año}$$

Coste asociado a la demanda de Energía (€/año):

Se elegirá la tarifa 2.1 A de Iberdrola, los datos que se muestran en la tabla 24, son datos reales sacados del Documento: Precios regulados 2014 electricidad y gas de Iberdrola.

Tabla 24 Tarifa Electricidad 2.1 A (Iberdrola 2014)

Tarifa	Potencia	tp (€/kW año)	te (€/kWh)
2.1 A	10 kW < Pc ≤ 15 kW	44,44471	0,05736

Los datos conocidos son la potencia contratada 12 kW y la demanda E_{Total} que son 19464,72 kWh/año, con esto procedemos al cálculo del coste del aprovisionamiento de energía:

Factura eléctrica:

- Coste por término de potencia "cp":

$$c_p = \text{Potencia contratada} \times tp = 12 \text{ kW} \times 44,44471 \frac{€}{kW \text{ año}} = 533,337 \frac{€}{año}$$

- Coste por término de energía "ce":

$$c_e = \text{Energía demandada} \times te = 19464,72 \frac{kWh}{año} \times 0,05736 \frac{€}{kWh} = 1116,496 \frac{€}{año}$$

- Impuesto sobre la electricidad "IE":

$$IE = \left[\frac{4,864}{100} (c_p + c_e) \right] \times 1,05113 = 84,351 \frac{€}{año}$$

- Importe total sin IVA:

$$TOTAL = c_p + c_e + IE = 1734,184 \frac{€}{año}$$



- Importe real (aplicando IVA 21%):

$$Real = 1,21 \times 1734,184 \frac{\text{€}}{\text{año}} = 2098,36 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

- Coste unitario de aprovisionamiento energético cu:

Es interesante comparar el valor del coste unitario con el precio de venta de la energía generada por el campo fotovoltaico, se comprará con un valor promedio de los datos de OMIE, este valor es de 0,05 €/kWh.

$$c_u = \frac{Real}{E_{Total}} = \frac{2098,36 \frac{\text{€}}{\text{año}}}{19464,72 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}} = 0,1078 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

$$c_u > 0,05 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

Que c_u sea mayor al precio de venta de la energía generada quiere decir que no es rentable exportar toda la energía generada a la red, ya que para los consumos del generador fotovoltaico se obtendrán facturas externas mayores que si autoconsumimos la energía generada ya que el coste de 0,05 €/kWh es más bajo.

- Ahorro de coste de aprovisionamiento:

$$A_{aproveccionamiento} = (0,1078 - 0,05) \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \times 19464,72 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} = 1.125,061 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

- Ingresos por venta de electricidad:

Se tiene en cuenta que a la producción anual pronosticada de 1.993.734,05 kWh/año se le restará la energía necesaria consumida anual de 19.464,72 kWh/año y se obtiene que la energía exportada total:

$$E_{exportada} = 1.993.734,05 - 19.464,72 = 1.974.269,33 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

Si a esta magnitud se le multiplica por 0,05 €/kWh, se obtiene los ingresos por venta de electricidad:

$$Ingresos = 1.974.269,33 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} \times 0,05 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 98.713,467 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Por lo que se obtendrá un flujo de caja "A" de:

$$A = A_{aproveccionamiento} + Ingresos = 1.125,061 + 98.713,467 = 99.838,53 \text{ €}$$



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 95

Ya se han calculado los valores presentados en la tabla 25 que se necesitan para calcular el VAN:

$$VAN(n) = -I_0 + A \left[\frac{\left(\frac{1}{1+k} \right)^n - 1}{\left(\frac{1}{1+k} \right) - 1} \right] - M \left[\frac{\left(\frac{1+m}{1+k} \right)^n - 1}{\left(\frac{1+m}{1+k} \right) - 1} \right]$$

Tabla 25 Valores para análisis de rentabilidad

Inversión inicial "I ₀ "	2.242.434,19 €
Flujo de caja "A"	99.838,53 €
Mantenimiento - seguro "M"	6.000 €
Tasa de actualización "k"	0,695%
Inflación de mantenimiento "m"	2 %

Estos datos son introducidos en la formula y se obtiene, la siguiente gráfica de barras (figura 14) y el valor de los resultados por cada año en la tabla 26:

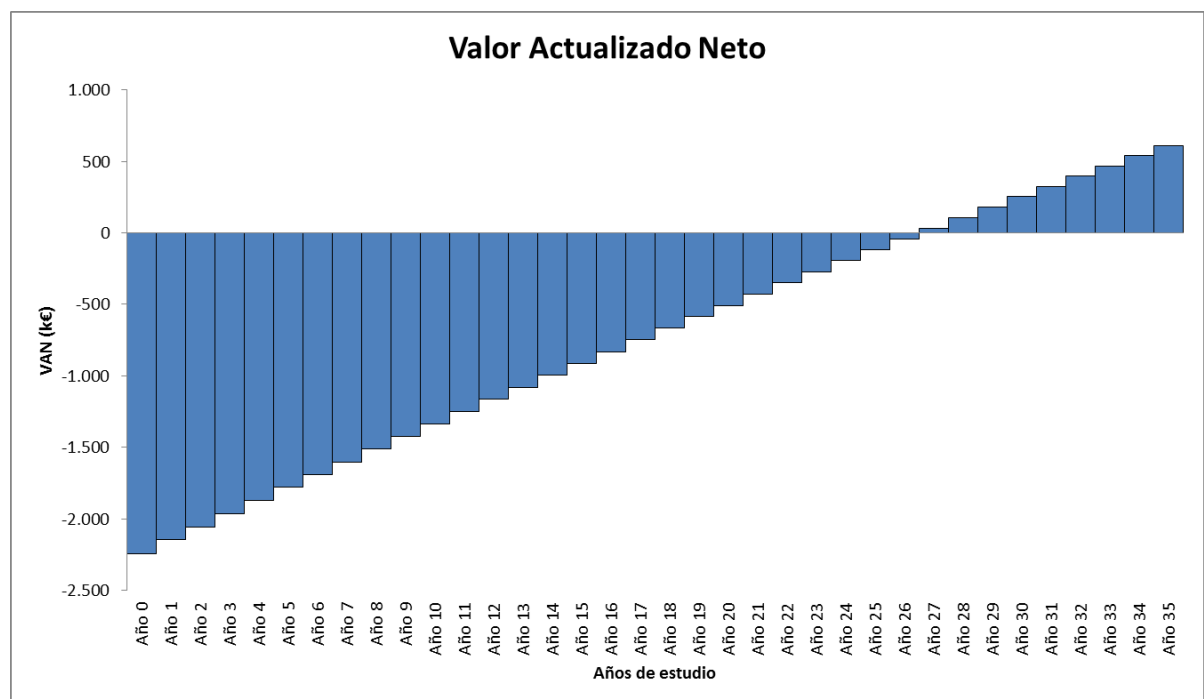


Figura 14 Gráfica de los resultados anuales del VAN



Tabla 26 Resultados anuales del VAN

VAN (año 0)	-2.242.434,19 €
VAN (año 1)	-2.148.595,66 €
VAN (año 2)	-2.055.523,98 €
VAN (año 3)	-1.963.215,40 €
VAN (año 4)	-1.871.666,21 €
VAN (año 5)	-1.780.872,77 €
VAN (año 6)	-1.690.831,45 €
VAN (año 7)	-1.601.538,70 €
VAN (año 8)	-1.512.991,00 €
VAN (año 9)	-1.425.184,87 €
VAN (año 10)	-1.338.116,88 €
VAN (año 11)	-1.251.783,65 €
VAN (año 12)	-1.166.181,85 €
VAN (año 13)	-1.081.308,17 €
VAN (año 14)	-997.159,38 €
VAN (año 15)	-913.732,28 €
VAN (año 16)	-831.023,71 €
VAN (año 17)	-749.030,56 €
VAN (año 18)	-667.749,76 €
VAN (año 19)	-587.178,30 €
VAN (año 20)	-507.313,21 €
VAN (año 21)	-428.151,55 €
VAN (año 22)	-349.690,44 €
VAN (año 23)	-271.927,05 €
VAN (año 24)	-194.858,58 €
VAN (año 25)	-118.482,29 €
VAN (año 26)	-42.795,48 €
VAN (año 27)	32.204,51 €
VAN (año 28)	106.520,29 €
VAN (año 29)	180.154,42 €
VAN (año 30)	253.109,41 €
VAN (año 31)	325.387,75 €
VAN (año 32)	396.991,86 €
VAN (año 33)	467.924,12 €
VAN (año 34)	538.186,86 €
VAN (año 35)	607.782,37 €

Se observa que a partir del año 26 en adelante retornará dicha inversión.

				DÍAS	HORAS	MINUTOS	SEGUNDOS
VAN	0,00 €	Años en los que el VAN = 0	26,5694861	9697	20	41	54



1.8.2. Cálculo del TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR) en el año 'n' posterior a la puesta en funcionamiento de la instalación es el valor de la tasa de actualización (k) que haría nuestro VAN en ese año cero. Es decir, es el valor de la tasa de actualización para el cual retornaría la inversión inicial en el periodo 'n'.

Para calcular el TIR usaremos la ecuación anterior del VAN, igualando VAN=0 en el año 30 y despejando el valor de k (al que en este caso llamaremos TIR).

Si $TIR > k$, la inversión I_0 se puede considerar rentable en el periodo calculado.

$$0 = -I_0 + A \left[\frac{\left(\frac{1}{1+TIR} \right)^n - 1}{\left(\frac{1}{1+TIR} \right) - 1} \right] - M \left[\frac{\left(\frac{1+m}{1+TIR} \right)^n - 1}{\left(\frac{1+m}{1+TIR} \right) - 1} \right]$$

Tabla 27 Resultados TIR para el año 30

TIR (año 30)	1,49%	TIR (año 30)	1,49%
VAN (año 1)	-2.242.434,19 €	VAN (año 18)	-765.988,20 €
VAN (año 1)	-2.148.595,66 €	VAN (año 19)	-696.081,07 €
VAN (año 2)	-2.056.255,20 €	VAN (año 20)	-627.331,22 €
VAN (año 3)	-1.965.391,38 €	VAN (año 21)	-559.722,29 €
VAN (año 4)	-1.875.983,08 €	VAN (año 22)	-493.238,15 €
VAN (año 5)	-1.788.009,49 €	VAN (año 23)	-427.862,91 €
VAN (año 6)	-1.701.450,11 €	VAN (año 24)	-363.580,93 €
VAN (año 7)	-1.616.284,76 €	VAN (año 25)	-300.376,78 €
VAN (año 8)	-1.532.493,54 €	VAN (año 26)	-238.235,29 €
VAN (año 9)	-1.450.056,85 €	VAN (año 27)	-177.141,49 €
VAN (año 10)	-1.368.955,40 €	VAN (año 28)	-117.080,65 €
VAN (año 11)	-1.289.170,16 €	VAN (año 29)	-58.038,25 €
VAN (año 12)	-1.210.682,39 €	VAN (año 30)	0,00 €
VAN (año 13)	-1.133.473,64 €	VAN (año 31)	57.048,20 €
VAN (año 14)	-1.057.525,73 €	VAN (año 32)	113.120,21 €
VAN (año 15)	-982.820,75 €	VAN (año 33)	168.229,71 €
VAN (año 16)	-909.341,05 €	VAN (año 34)	222.390,15 €
VAN (año 17)	-837.069,24 €	VAN (año 35)	275.614,80 €

En la tabla 27 se observa que obtenemos un TIR de 1,49% para una VAN (en el año 30) = 0. El resultado obtenido es mayor que la tasa de actualización k (0,695%), por lo que se puede decir que el proyecto es rentable para un periodo de 30 años.



1.8.3.Conclusiones

Se ha descrito anteriormente que la presente instalación de generación fotovoltaica tiene una vida útil de 35 años, si esto fuera así el proyecto sería rentable (TIR) para un estudio de generación de 30 años sin fallos de suministro, ya que el TIR es mayor que la tasa de actualización k . Se puede observar también en el estudio del VAN que se obtienen beneficios a partir del año 26, en el año 30 obtendremos un beneficio de 253.109,41 € y en el año 35 obtendremos un beneficio de 607.782,37 €.

Tarda mucho tiempo en recuperarse la inversión debido a la suspensión de primas en régimen especial, en las que el precio del kWh de la generación fotovoltaica paso de ser 32 - 34 c€/kWh a una media de 5c€/kWh (régimen ordinario). Esta misma instalación en los años comprendidos entre los años 2007 – 2012 se hubiera recuperado a partir del año 3 y se hubieran obtenido beneficios de 17.948.486,94 € en el año 35 tal y como se indica en la gráfica de barras de la figura 15:

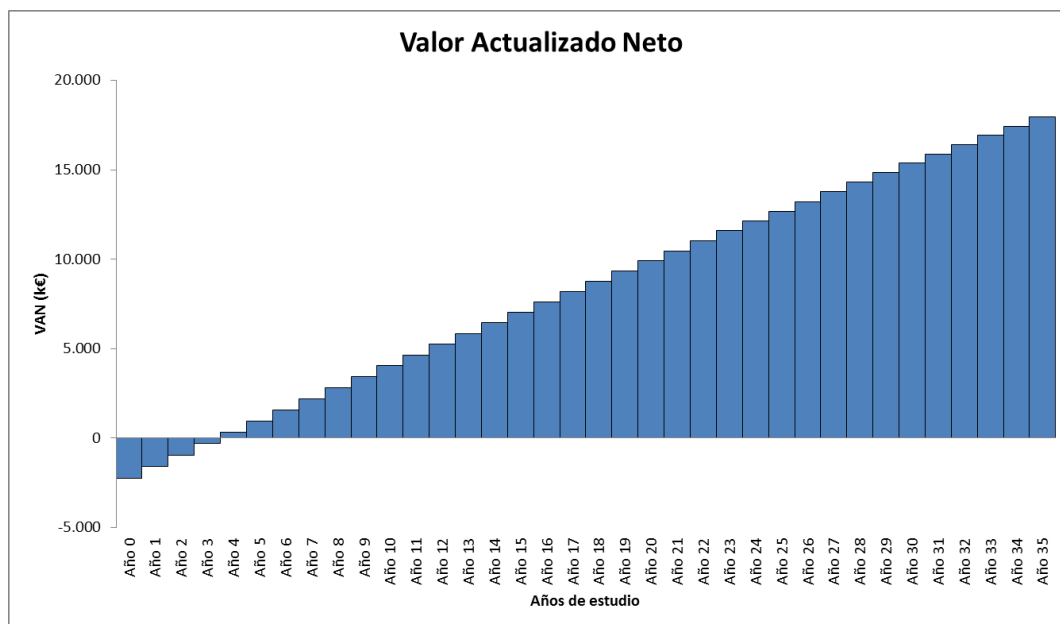


Figura 15 Gráfica de los resultados anuales del VAN con primas

Por desgracia en España las primas en régimen especial fomentaron que empresas invirtieran en solar - fotovoltaica sólo con ánimo de lucro sin pensar en el medio ambiente, lo que produjo una burbuja energética y que en el año 2012 se suspendieran las primas de forma temporal hasta la actualidad. Esto no hubiera pasado si las primas fueran iguales que las primas que se daban a otras tecnologías renovables como en el caso de la energía eólica (7 c€/kWh).



1.9. Estudio básico de seguridad, higiene y salud en el trabajo, con aplicación integral de la ley de prevención de riesgos laborales

1.9.1. Prevención de riesgos laborales

1.9.1.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales tiene por objeto la determinación del cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

Como ley establece un marco legal a partir del cual las normas reglamentarias irán fijando y concretando los aspectos más técnicos de las medidas preventivas.

- Estas normas complementarias quedan resumidas a continuación:
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

1.9.1.2. Derechos y obligaciones

1.9.1.2.1. Derecho a la protección frente a los riesgos laborales

Los trabajadores tienen derecho a una protección eficaz en materia de seguridad y salud en el trabajo.

A este efecto, el empresario realizará la prevención de los riesgos laborales mediante la adopción de cuantas medidas sean necesarias para la protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, con las especialidades que se recogen en los artículos siguientes en materia de evaluación de riesgos, información, consulta, participación y formación de los trabajadores, actuación en casos de emergencia y de riesgo grave e inminente y vigilancia de la salud.



1.9.1.2.2. Principios de la acción preventiva

El empresario aplicará las medidas preventivas pertinentes, con arreglo a los siguientes principios generales:

- Evitar los riesgos.
- Evaluar los riesgos que no se pueden evitar.
- Combatir los riesgos en su origen.
- Adaptar el trabajo a la persona, en particular en lo que respecta a la concepción de los puestos de trabajo, la organización del trabajo, las condiciones de trabajo, las relaciones sociales y la influencia de los factores ambientales en el trabajo.
- Adoptar medidas que antepongan la protección colectiva a la individual.
- Dar las debidas instrucciones a los trabajadores.
- Adoptar las medidas necesarias a fin de garantizar que sólo los trabajadores que hayan recibido información suficiente y adecuada puedan acceder a las zonas de riesgo grave y específico.
- Prever las distracciones o imprudencias no temerarias que pudiera cometer el trabajador.

1.9.1.2.3. Evaluación de los riesgos

La acción preventiva en la empresa se planificará por el empresario a partir de una evaluación inicial de los riesgos para la seguridad y la salud de los trabajadores, que se realizará, con carácter general, teniendo en cuenta la naturaleza de la actividad, y en relación con aquellos que estén expuestos a riesgos especiales. Igual evaluación deberá hacerse con ocasión de la elección de los equipos de trabajo, de las sustancias o preparados químicos y del acondicionamiento de los lugares de trabajo.

De alguna manera se podrían clasificar las causas de los riesgos en las categorías siguientes:

- Insuficiente calificación profesional del personal dirigente, jefes de equipo y obreros.
- Empleo de maquinaria y equipos en trabajos que no corresponden a la finalidad para la que fueron concebidos o a sus posibilidades.



- Negligencia en el manejo y conservación de las máquinas e instalaciones. Control deficiente en la explotación.
- Insuficiente instrucción del personal en materia de seguridad.

Referente a las máquinas herramienta, los riesgos que pueden surgir al manejarlas se pueden resumir en los siguientes puntos:

- Se puede producir un accidente o deterioro de una máquina si se pone en marcha sin conocer su modo de funcionamiento.
- La lubricación deficiente conduce a un desgaste prematuro por lo que los puntos de engrase manual deben ser engrasados regularmente.
- Puede haber ciertos riesgos si alguna palanca de la máquina no está en su posición correcta.
- El resultado de un trabajo puede ser poco exacto si las guías de las máquinas se desgastan, y por ello hay que protegerlas contra la introducción de virutas.
- Puede haber riesgos mecánicos que se deriven fundamentalmente de los diversos movimientos que realicen las distintas partes de una máquina y que pueden provocar que el operario:
 - Entre en contacto con alguna parte de la máquina o ser atrapado entre ella y cualquier estructura fija o material.
 - Sea golpeado o arrastrado por cualquier parte en movimiento de la máquina.
 - Ser golpeado por elementos de la máquina que resulten proyectados.
 - Ser golpeado por otros materiales proyectados por la máquina.
- Puede haber riesgos no mecánicos tales como los derivados de la utilización de energía eléctrica, productos químicos, generación de ruido, vibraciones, radiaciones, etc.

Los movimientos peligrosos de las máquinas se clasifican en cuatro grupos:

- Movimientos de rotación. Son aquellos movimientos sobre un eje con independencia de la inclinación del mismo y aun cuando giren lentamente. Se clasifican en los siguientes grupos:



- Elementos considerados aisladamente tales como árboles de transmisión, vástagos, brocas, acoplamientos.
- Puntos de atrapamiento entre engranajes y ejes girando y otras fijas o dotadas de desplazamiento lateral a ellas.
- Movimientos alternativos y de traslación. El punto peligroso se sitúa en el lugar donde la pieza dotada de este tipo de movimiento se aproxima a otra pieza fija o móvil y la sobrepasa.
- Movimientos de traslación y rotación. Las conexiones de bielas y vástagos con ruedas y volantes son algunos de los mecanismos que generalmente están dotadas de este tipo de movimientos.
- Movimientos de oscilación. Las piezas dotadas de movimientos de oscilación pendular generan puntos de “tijera” entre ellas y otras piezas fijas.

Las actividades de prevención deberán ser modificadas cuando se aprecie por el empresario, como consecuencia de los controles periódicos previstos en el apartado anterior, su inadecuación a los fines de protección requeridos.

1.9.1.2.4. Equipos de trabajo y medios de protección

Cuando la utilización de un equipo de trabajo pueda presentar un riesgo específico para la seguridad y la salud de los trabajadores, el empresario adoptará las medidas necesarias con el fin de que:

- La utilización del equipo de trabajo quede reservada a los encargados de dicha utilización.
- Los trabajos de reparación, transformación, mantenimiento o conservación sean realizados por los trabajadores específicamente capacitados para ello.

El empresario deberá proporcionar a sus trabajadores equipos de protección individual adecuados para el desempeño de sus funciones y velar por el uso efectivo de los mismos.

1.9.1.2.5. Información, consulta y participación de los trabajadores

El empresario adoptará las medidas adecuadas para que los trabajadores reciban todas las informaciones necesarias en relación con:



- Los riegos para la seguridad y la salud de los trabajadores en el trabajo.
- Las medidas y actividades de protección y prevención aplicables a los riesgos.

Los trabajadores tendrán derecho a efectuar propuestas al empresario, así como a los órganos competentes en esta materia, dirigidas a la mejora de los niveles de la protección de la seguridad y la salud en los lugares de trabajo, en materia de señalización en dichos lugares, en cuanto a la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, en las obras de construcción y en cuanto a utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.

1.9.1.2.6. Formación de los trabajadores

El empresario deberá garantizar que cada trabajador reciba una formación teórica y práctica, suficiente y adecuada, en materia preventiva.

1.9.1.2.7. Medidas de emergencia

El empresario, teniendo en cuenta el tamaño y la actividad de la empresa, así como la posible presencia de personas ajenas a la misma, deberá analizar las posibles situaciones de emergencia y adoptar las medidas necesarias en materia de primeros auxilios, lucha contra incendios y evacuación de los trabajadores, designando para ello al personal encargado de poner en práctica estas medidas y comprobando periódicamente, en su caso, su correcto funcionamiento.

1.9.1.2.8. Riesgo grave e inminente

Cuando los trabajadores estén expuestos a un riesgo grave e inminente con ocasión de su trabajo, el empresario estará obligado a:

- Informar lo antes posible a todos los trabajadores afectados acerca de la existencia de dicho riesgo y de las medidas adoptadas en materia de protección.
- Dar las instrucciones necesarias para que, en caso de peligro grave, inminente e inevitable, los trabajadores puedan interrumpir su actividad y además estar en condiciones, habida cuenta de sus conocimientos y de los medios técnicos puestos a su disposición, de adoptar las medidas necesarias para evitar las consecuencias de dicho peligro.



1.9.1.2.9. Vigilancia de la salud

El empresario garantizará a los trabajadores a su servicio la vigilancia periódica de su estado de salud en función de los riesgos inherentes al trabajo, optando por la realización de aquellos reconocimientos o pruebas que causen las menores molestias al trabajador y que sean proporcionales al riesgo.

1.9.1.2.10. Documentación

El empresario deberá elaborar y conservar a disposición de la autoridad laboral la siguiente documentación:

- Evaluación de los riesgos para la seguridad y salud en el trabajo, y planificación de la acción preventiva.
- Medidas de protección y prevención a adoptar.
- Resultado de los controles periódicos de las condiciones de trabajo.
- Práctica de los controles del estado de salud de los trabajadores.
- Relación de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales que hayan causado al trabajador una incapacidad laboral superior a un día de trabajo.

1.9.1.2.11. Coordinación de actividades empresariales

Cuando en un mismo centro de trabajo desarrollen actividades trabajadores de dos o más empresas, éstas deberán cooperar en la aplicación de la normativa sobre prevención de riesgos laborales.

1.9.1.2.12. Protección e trabajadores especialmente sensibles a determinados riesgos

El empresario garantizará, evaluando los riesgos y adoptando las medidas preventivas necesarias, la protección de los trabajadores que, por sus propias características personales o estado biológico conocido, incluidos aquellos que tengan reconocida la situación de discapacidad física, psíquica o sensorial, sean específicamente sensibles a los riesgos derivados del trabajo.



1.9.1.2.13. Protección de la maternidad

La evaluación de los riesgos deberá comprender la determinación de la naturaleza, el grado y la duración de la exposición de las trabajadoras en situación de embarazo o parto reciente, a agentes, procedimientos o condiciones de trabajo que puedan influir negativamente en la salud de las trabajadoras o del feto, adoptando, en su caso, las medidas necesarias para evitar la exposición a dicho riesgo.

1.9.1.2.14. Protección de los menores

Antes de la incorporación al trabajo de jóvenes menores de dieciocho años, y previamente a cualquier modificación importante de sus condiciones de trabajo, el empresario deberá efectuar una evaluación de los puestos de trabajo a desempeñar por los mismos, a fin de determinar la naturaleza, el grado y la duración de su exposición, teniendo especialmente en cuenta los riesgos derivados de su falta de experiencia, de su inmadurez para evaluar los riesgos existentes o potenciales y de su desarrollo todavía incompleto.

1.9.1.2.15. Relaciones de trabajos temporales, de duración determinada y en empresas de trabajo temporal

Los trabajadores con relaciones de trabajo temporales o de duración determinada, así como los contratados por empresas de trabajo temporal, deberán disfrutar del mismo nivel de protección en materia de seguridad y salud que los restantes trabajadores de la empresa en la que prestan sus servicios.

1.9.1.2.16. Obligaciones de los trabajadores en materia de prevención de riesgos

Corresponde a cada trabajador velar, según sus posibilidades y mediante el cumplimiento de las medidas de prevención que en cada caso sean adoptadas, por su propia seguridad y salud en el trabajo y por la de aquellas otras personas a las que pueda afectar su actividad profesional, a causa de sus actos y omisiones en el trabajo, de conformidad con su formación y las instrucciones del empresario.

Los trabajadores, con arreglo a su formación y siguiendo las instrucciones del empresario, deberán en particular:



- Usar adecuadamente, de acuerdo con su naturaleza y los riesgos previsibles, las máquinas, aparatos, herramientas, sustancias peligrosas, equipos de transporte y, en general, cualesquiera otros medios con los que desarrollen su actividad.
- Utilizar correctamente los medios y equipos de protección facilitados por el empresario.
- No poner fuera de funcionamiento y utilizar correctamente los dispositivos de seguridad existentes.
- Informar de inmediato un riesgo para la seguridad y la salud de los trabajadores.
- Contribuir al cumplimiento de las obligaciones establecidas por la autoridad competente.

1.9.1.3. Servicios de prevención

1.9.1.3.1. Protección y prevención de riesgos profesionales

En cumplimiento del deber de prevención de riesgos profesionales, el empresario designará uno o varios trabajadores para ocuparse de dicha actividad, constituirá un servicio de prevención o concertará dicho servicio con una entidad especializada ajena a la empresa.

Los trabajadores designados deberán tener la capacidad necesaria, disponer del tiempo y de los medios precisos y ser suficientes en número, teniendo en cuenta el tamaño de la empresa, así como los riesgos a que están expuestos los trabajadores.

En las empresas de menos de seis trabajadores, el empresario podrá asumir personalmente las funciones señaladas anteriormente, siempre que desarrolle de forma habitual su actividad en el centro de trabajo y tenga capacidad necesaria.

El empresario que no hubiere concertado el Servicio de Prevención con una entidad especializada ajena a la empresa deberá someter su sistema de prevención al control de una auditoría o evaluación externa.

1.9.1.3.2. Servicios de prevención

Si la designación de uno o varios trabajadores fuera insuficiente para la realización de las actividades de prevención, en función del tamaño de la empresa, de



los riesgos a que están expuestos los trabajadores o de la peligrosidad de las actividades desarrolladas, el empresario deberá recurrir a uno o varios servicios de prevención propios o ajenos a la empresa, que colaborarán cuando sea necesario.

Se entenderá como servicio de prevención el conjunto de medios humanos y materiales necesarios para realizar las actividades preventivas a fin de garantizar la adecuada protección de la seguridad y la salud de los trabajadores, asesorando y asistiendo para ello al empresario, a los trabajadores y a sus representantes y a los órganos de representación especializados.

1.9.1.4. Consulta y participación de los trabajadores

1.9.1.4.1. Consulta de los trabajadores

El empresario deberá consultar a los trabajadores, con la debida antelación, la adopción de las decisiones relativas a:

- La planificación y la organización del trabajo en la empresa y la introducción de nuevas tecnologías, en todo lo relacionado con las consecuencias que éstas pudieran tener para la seguridad y la salud de los trabajadores.
- La organización y desarrollo de las actividades de protección de la salud y prevención de los riesgos profesionales en la empresa, incluida la designación de los trabajadores encargados de dichas actividades o el recurso a un servicio de prevención externo.
- La designación de los trabajadores encargados de las medidas de emergencia.
- El proyecto y la organización de la formación en materia preventiva.

1.9.1.4.2. Derechos de participación y representación

Los trabajadores tienen derecho a participar en la empresa en las cuestiones relacionadas con la prevención de riesgos en el trabajo.

En las empresas o centros de trabajo que cuenten con seis o más trabajadores, la participación de éstos se canalizará a través de sus representantes y de la representación especializada.



1.9.1.4.3. Delegados de prevención

Los Delegados de Prevención son los representantes de los trabajadores con funciones específicas en materia de prevención de riesgos en el trabajo. Serán designados por y entre los representantes del personal, con arreglo a la siguiente escala:

- De 50 a 100 trabajadores: 2 Delegados de Prevención
- De 101 a 500 trabajadores: 3 Delegados de Prevención
- De 501 a 1000 trabajadores: 4 Delegados de Prevención
- De 1001 a 2000 trabajadores: 5 Delegados de Prevención
- De 2001 a 3000 trabajadores: 6 Delegados de Prevención
- De 3001 a 4000 trabajadores: 7 Delegados de Prevención
- De 4001 en adelante: 8 Delegados de Prevención

En las empresas de hasta treinta trabajadores el Delegado de Prevención será el Delegado de Personal. En las empresas de treinta y uno a cuarenta y nueve trabajadores habrá un Delegado de Prevención que será elegido por y entre los Delegados de Personal.

1.9.2. Disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo

1.9.2.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que en los lugares de trabajo exista una adecuada señalización de seguridad y salud, siempre que los riesgos no puedan evitarse o limitarse suficientemente a través de medios técnicos de protección colectiva.



Por todo lo expuesto, el Real Decreto 485/1997 de 14 de Abril de 1.997 establece las disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y de salud en el trabajo, entendiéndose como tales aquellas señalizaciones que referidas a un objeto, actividad o situación determinada, proporcionen una indicación o una obligación relativa a la seguridad o la salud en el trabajo mediante una señal en forma de panel, un color, una señal luminosa o acústica, una comunicación verbal o una señal gestual.

1.9.2.2. Obligación general del empresario

La elección del tipo de señal y del número y emplazamiento de las señales o dispositivos de señalización a utilizar en cada caso se realizará de forma que la señalización resulte lo más eficaz posible, teniendo en cuenta:

- Las características de la señal.
- Los riesgos, elementos o circunstancias que hayan de señalizarse.
- La extensión de la zona a cubrir.
- El número de trabajadores afectados.

Para la señalización de desniveles, obstáculos u otros elementos que originen riesgo de caída de personas, choques o golpes, así como para la señalización de riesgo eléctrico, presencia de materias inflamables, tóxica, corrosiva o riesgo biológico, podrá optarse por una señal de advertencia de forma triangular, con un pictograma característico de color negro sobre fondo amarillo y bordes negros.

Las vías de circulación de vehículos deberán estar delimitadas con claridad mediante franjas continuas de color blanco o amarillo.

Los equipos de protección contra incendios deberán ser de color rojo.

La señalización para la localización e identificación de las vías de evacuación y de los equipos de salvamento o socorro (botiquín portátil) se realizará mediante una señal de forma cuadrada o rectangular, con un pictograma característico de color blanco sobre fondo verde.

La señalización dirigida a alertar a los trabajadores o a terceros de la aparición de una situación de peligro y de la consiguiente y urgente necesidad de actuar de una



forma determinada o de evacuar la zona de peligro, se realizará mediante una señal luminosa, una señal acústica o una comunicación verbal.

Los medios y dispositivos de señalización deberán ser limpiados, mantenidos y verificados regularmente.

1.9.3. Disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo

1.9.3.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran las destinadas a garantizar que de la presencia o utilización de los equipos de trabajo puestos a disposición de los trabajadores en la empresa o centro de trabajo no se deriven riesgos para la seguridad o salud de los mismos.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1215/1997 de 18 de Julio de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y de salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo, entendiendo como tales cualquier máquina, aparato, instrumento o instalación utilizado en el trabajo.

1.9.3.2. Obligación general del empresario

El empresario adoptará las medidas necesarias para que los equipos de trabajo que se pongan a disposición de los trabajadores sean adecuados al trabajo que deba realizarse y convenientemente adaptados al mismo, de forma que garanticen la seguridad y la salud de los trabajadores al utilizar dichos equipos.

Deberá utilizar únicamente equipos que satisfagan cualquier disposición legal o reglamentaria que les sea de aplicación.



Para la elección de los equipos de trabajo el empresario deberá tener en cuenta los siguientes factores:

- Las condiciones y características específicas del trabajo a desarrollar.
- Los riesgos existentes para la seguridad y salud de los trabajadores en el lugar de trabajo.
- En su caso, las adaptaciones necesarias para su utilización por trabajadores discapacitados.

Adoptará las medidas necesarias para que, mediante un mantenimiento adecuado, los equipos de trabajo se conserven durante todo el tiempo de utilización en unas condiciones adecuadas. Todas las operaciones de mantenimiento, ajuste, desbloqueo, revisión o reparación de los equipos de trabajo se realizará tras haber parado o desconectado el equipo. Estas operaciones deberán ser encomendadas al personal especialmente capacitado para ello.

El empresario deberá garantizar que los trabajadores reciban una formación e información adecuadas a los riesgos derivados de los equipos de trabajo. La información, suministrada preferentemente por escrito, deberá contener, como mínimo, las indicaciones relativas a:

- Las condiciones y forma correcta de utilización de los equipos de trabajo, teniendo en cuenta las instrucciones del fabricante, así como las situaciones o formas de utilización anormales y peligrosas que puedan preverse.
- Las conclusiones que, en su caso, se puedan obtener de la experiencia adquirida en la utilización de los equipos de trabajo.

1.9.3.2.1. Disposiciones mínimas generales aplicables a los equipos de trabajo

Los órganos de accionamiento de un equipo de trabajo que tengan alguna incidencia en la seguridad deberán ser claramente visibles e identificables y no deberán acarrear riesgos como consecuencia de una manipulación involuntaria.

Cada equipo de trabajo deberá estar provisto de un órgano de accionamiento que permita su parada total en condiciones de seguridad.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 112

Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo de caída de objetos o de proyecciones deberá estar provisto de dispositivos de protección adecuados a dichos riesgos.

Cualquier equipo de trabajo que entrañe riesgo por emanación de gases, vapores o líquidos o por emisión de polvo deberá estar provisto de dispositivos adecuados de captación o extracción cerca de la fuente emisora correspondiente.

Si fuera necesario para la seguridad o la salud de los trabajadores, los equipos de trabajo y sus elementos deberán estabilizarse por fijación o por otros medios.

Cuando los elementos móviles de un equipo de trabajo puedan entrañar riesgo de accidente por contacto mecánico, deberán ir equipados con resguardos o dispositivos que impidan el acceso a las zonas peligrosas.

Las zonas y puntos de trabajo o mantenimiento de un equipo de trabajo deberán estar adecuadamente iluminadas en función de las tareas que deban realizarse.

Las partes de un equipo de trabajo que alcancen temperaturas elevadas o muy bajas deberán estar protegidas cuando corresponda contra los riesgos de contacto o la proximidad de los trabajadores.

Todo equipo de trabajo deberá ser adecuado para proteger a los trabajadores expuestos contra el riesgo de contacto directo o indirecto de la electricidad y los que entrañen riesgo por ruido, vibraciones o radiaciones deberá disponer de las protecciones o dispositivos adecuados para limitar, en la medida de lo posible, la generación y propagación de estos agentes físicos.

Las herramientas manuales deberán estar construidas con materiales resistentes y la unión entre sus elementos deberá ser firme, de manera que se eviten las roturas o proyecciones de los mismos.

La utilización de todos estos equipos no podrá realizarse en contradicción con las instrucciones facilitadas por el fabricante, comprobándose antes del iniciar la tarea que todas sus protecciones y condiciones de uso son las adecuadas.

Deberán tomarse las medidas necesarias para evitar el atrapamiento del cabello, ropas de trabajo u otros objetos del trabajador, evitando, en cualquier caso,



someter a los equipos a sobrecargas, sobrepresiones, velocidades o tensiones excesivas.

1.9.3.2.2. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo móviles

Los equipos con trabajadores transportados deberán evitar el contacto de éstos con ruedas y orugas y el aprisionamiento por las mismas. Para ello dispondrán de una estructura de protección que impida que el equipo de trabajo incline más de un cuarto de vuelta o una estructura que garantice un espacio suficiente alrededor de los trabajadores transportados cuando el equipo pueda inclinarse más de un cuarto de vuelta. No se requerirán estas estructuras de protección cuando el equipo de trabajo se encuentre estabilizado durante su empleo.

Las carretillas elevadoras deberán estar acondicionadas mediante la instalación de una cabina para el conductor, una estructura que impida que la carretilla vuelque, una estructura que garantice que, en caso de vuelco, quede espacio suficiente para el trabajador entre el suelo y determinadas partes de dicha carretilla y una estructura que mantenga al trabajador sobre el asiento de conducción en buenas condiciones.

Los equipos de trabajo automotores deberán contar con dispositivos de frenado y parada, con dispositivos para garantizar una visibilidad adecuada y con una señalización acústica de advertencia. En cualquier caso, su conducción estará reservada a los trabajadores que hayan recibido una información específica.

1.9.3.2.3. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para la elevación de cargas

Deberán estar instalados firmemente, teniendo presente la carga que deban levantar y las tensiones inducidas en los puntos de suspensión o de fijación. En cualquier caso, los aparatos de izar estarán equipados con limitador del recorrido del carro y de los ganchos, los motores eléctricos estarán provistos de limitadores de altura y del peso, los ganchos de sujeción serán de acero con “pestillos de seguridad” y los carriles para desplazamiento estarán limitados a una distancia de 1 m de su término mediante topes de seguridad de final de carrera eléctricos.

Deberá figurar claramente la carga nominal.



Deberán instalarse de modo que se reduzca el riesgo de que la carga caiga en picado, se suelte o se desvíe involuntariamente de forma peligrosa. En cualquier caso, se evitará la presencia de trabajadores bajo las cargas suspendidas. Caso de ir equipadas con cabinas para trabajadores deberá evitarse la caída de éstas, su aplastamiento o choque.

Los trabajos de izado, transporte y descenso de cargas suspendidas, quedarán interrumpidos bajo régimen de vientos superiores a los 60 km/h.

1.9.3.2.4. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a los equipos de trabajo para movimiento de tierras y maquinaria pesada en general

Las máquinas para los movimientos de tierras estarán dotadas de faros de marcha hacia adelante y de retroceso, servofrenos, freno de mano, bocina automática de retroceso, retrovisores en ambos lados, pórtico de seguridad antivuelco y antiimpactos y un extintor.

Se prohíbe trabajar o permanecer dentro del radio de acción de la maquinaria de movimiento de tierras, para evitar los riesgos por atropello.

Durante el tiempo de parada de las máquinas se señalizará su entorno con "señales de peligro", para evitar los riesgos por fallo de frenos o por atropello durante la puesta en marcha.

Si se produjese contacto con líneas eléctricas el maquinista permanecerá inmóvil en su puesto y solicitará auxilio por medio de las bocinas. De ser posible el salto sin riesgo de contacto eléctrico, el maquinista saltará fuera de la máquina sin tocar, al unísono, la máquina y el terreno.

Antes del abandono de la cabina, el maquinista habrá dejado en reposo, en contacto con el pavimento (la cuchilla, cazo, etc.), puesto el freno de mano y parado el motor extrayendo la llave de contacto para evitar los riesgos por fallos del sistema hidráulico.

Las pasarelas y peldaños de acceso para conducción o mantenimiento permanecerán limpios de gravas, barro y aceite, para evitar los riesgos de caída.

Se prohíbe el transporte de personas sobre las máquinas para el movimiento de tierras, para evitar los riesgos de caídas o de atropellos.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 115

Se instalarán topes de seguridad de fin de recorrido, ante la coronación de los cortes (taludes o terraplenes) a los que debe aproximarse la maquinaria empleada en el movimiento de tierras, para evitar los riesgos por caída de la máquina.

Se señalizarán los caminos de circulación interna mediante cuerda de banderolas y señales normalizadas de tráfico.

Se prohíbe el acopio de tierras a menos de 2 m. del borde de la excavación (como norma general).

No se debe fumar cuando se abastezca de combustible la máquina, pues podría inflamarse. Al realizar dicha tarea el motor deberá permanecer parado.

Se prohíbe realizar trabajos en un radio de 10 m entorno a las máquinas de hinca, en prevención de golpes y atropellos.

Las cintas transportadoras estarán dotadas de pasillo lateral de visita de 60 cm de anchura y barandillas de protección de éste de 90 cm de altura. Estarán dotadas de encauzadores antidesprendimientos de objetos por rebose de materiales. Bajo las cintas, en todo su recorrido, se instalarán bandejas de recogida de objetos desprendidos.

Los compresores serán de los llamados “silenciosos” en la intención de disminuir el nivel de ruido. La zona dedicada para la ubicación del compresor quedará acordonada en un radio de 4 m. Las mangueras estarán en perfectas condiciones de uso, es decir, sin grietas ni desgastes que puedan producir un reventón.

Cada tajo con martillos neumáticos, estará trabajado por dos cuadrillas que se turnarán cada hora, en prevención de lesiones por permanencia continuada recibiendo vibraciones. Los pisones mecánicos se guiarán avanzando frontalmente, evitando los desplazamientos laterales. Para realizar estas tareas se utilizará faja elástica de protección de cintura, muñequeras bien ajustadas, botas de seguridad, cascos antirruído y una mascarilla con filtro mecánico recambiable.



1.9.3.2.5. Disposiciones mínimas adicionales aplicables a la maquinaria herramienta

Las máquinas-herramienta estarán protegidas eléctricamente mediante doble aislamiento y sus motores eléctricos estarán protegidos por la carcasa.

Las que tengan capacidad de corte tendrán el disco protegido mediante una carcasa antiproyecciones.

Las que se utilicen en ambientes inflamables o explosivos estarán protegidas mediante carcasas antideflagrantes. Se prohíbe la utilización de máquinas accionadas mediante combustibles líquidos en lugares cerrados o de ventilación insuficiente.

Se prohíbe trabajar sobre lugares encharcados, para evitar los riesgos de caídas y los eléctricos.

Para todas las tareas se dispondrá una iluminación adecuada, en torno a 100 lux.

En prevención de los riesgos por inhalación de polvo, se utilizarán en vía húmeda las herramientas que lo produzcan.

Las mesas de sierra circular, cortadoras de material cerámico y sierras de disco manual no se ubicarán a distancias inferiores a tres metros del borde de los forjados, con la excepción de los que estén claramente protegidos (redes o barandillas, petos de remate, etc.). Bajo ningún concepto se retirará la protección del disco de corte, utilizándose en todo momento gafas de seguridad antiproyección de partículas. Como normal general, se deberán extraer los clavos o partes metálicas hincadas en el elemento a cortar.

Con las pistolas fija-clavos no se realizarán disparos inclinados, se deberá verificar que no hay nadie al otro lado del objeto sobre el que se dispara, se evitará clavar sobre fábricas de ladrillo hueco y se asegurará el equilibrio de la persona antes de efectuar el disparo.

Para la utilización de los taladros portátiles y rozadoras eléctricas se elegirán siempre las brocas y discos adecuados al material a taladrar, se evitará realizar taladros en una sola maniobra y taladros o rozaduras inclinadas a pulso y se tratará no recalentar las brocas y discos.



Las pulidoras y abrillantadoras de suelos, lijadoras de madera y alisadoras mecánicas tendrán el manillar de manejo y control revestido de material aislante y estarán dotadas de aro de protección antiatrapamientos o abrasiones.

En las tareas de soldadura por arco eléctrico se utilizará yelmo del soldar o pantalla de mano, no se mirará directamente al arco voltaico, no se tocarán las piezas recientemente soldadas, se soldará en un lugar ventilado, se verificará la inexistencia de personas en el entorno vertical de puesto de trabajo, no se dejará directamente la pinza en el suelo o sobre la perfilería, se escogerá el electrodo adecuada para el cordón a ejecutar y se suspenderán los trabajos de soldadura con vientos superiores a 60 km/h y a la intemperie con régimen de lluvias.

En la soldadura oxiacetilénica (oxicorte) no se mezclarán botellas de gases distintos, éstas se transportarán sobre bateas enjauladas en posición vertical y atadas, no se ubicarán al sol ni en posición inclinada y los mecheros estarán dotados de válvulas antirretroceso de la llama. Si se desprenden pinturas se trabajará con mascarilla protectora y se hará al aire libre o en un local ventilado.

1.9.4. Disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción

1.9.4.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales es la norma legal por la que se determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

De acuerdo con el artículo 6 de dicha ley, serán las normas reglamentarias las que fijarán las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre éstas se encuentran necesariamente las destinadas a garantizar la seguridad y la salud en las obras de construcción.

Por todo lo expuesto, el Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre de 1.997 establece las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, entendiendo como tales cualquier obra, pública o privada, en la que se efectúen trabajos de construcción o ingeniería civil.



La obra en proyecto referente a la Ejecución de una Edificación de uso Industrial o Comercial se encuentra incluida en el Anexo I de dicha legislación, con la clasificación a) Excavación, b) Movimiento de tierras, c) Construcción, d) Montaje y desmontaje de elementos prefabricados, e) Acondicionamiento o instalación, l) Trabajos de pintura y de limpieza y m) Saneamiento.

Al tratarse de una obra con las siguientes condiciones:

- a) El presupuesto de ejecución por contrata incluido en el proyecto es inferior a 450.759,08 €.
- b) La duración estimada es inferior a 30 días laborables, no utilizándose en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c) El volumen de mano de obra estimada, entendiendo por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, es inferior a 500.

Por todo lo indicado, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un estudio básico de seguridad y salud. Caso de superarse alguna de las condiciones citadas anteriormente deberá realizarse un estudio completo de seguridad y salud.

1.9.4.2. Estudio básico de seguridad y salud

1.9.4.2.1. Riesgos más frecuentes en las obras de construcción

Los Oficios más comunes en las obras de construcción son los siguientes:

- Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas.
- Relleno de tierras.
- Encofrados.
- Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra.
- Trabajos de manipulación del hormigón.
- Montaje de prefabricados.
- Albañilería.
- Cubiertas.
- Enfoscados y enlucidos.
- Carpintería de madera, metálica y cerrajería.
- Pintura y barnizados.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 119

- Instalación eléctrica definitiva y provisional de obra.

Los riesgos más frecuentes durante estos oficios son los descritos a continuación:

- Deslizamientos, desprendimientos de tierras por diferentes motivos (no emplear el talud adecuado, por variación de la humedad del terreno, etc.).
- Riesgos derivados del manejo de máquinas-herramienta y maquinaria pesada en general.
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de la maquinaria para movimiento de tierras.
- Caídas al mismo o distinto nivel de personas, materiales y útiles.
- Los derivados de los trabajos pulverulentos.
- Contactos con el hormigón (dermatitis por cementos, etc.).
- Caída de los encofrados al vacío, caída de personal al caminar o trabajar sobre los fondillos de las vigas, pisadas sobre objetos punzantes, etc.
- Desprendimientos por mal apilado de la madera, planchas metálicas, etc.
- Cortes y heridas en manos y pies, aplastamientos, tropiezos y torceduras al caminar sobre las armaduras.
- Hundimientos, rotura o reventón de encofrados, fallos de entibaciones.
- Contactos (directos e indirectos) con la energía eléctrica, electrocuciones, quemaduras, etc.
- Los derivados de la rotura fortuita de las planchas de vidrio.
- Cuerpos extraños en los ojos, etc.
- Agresión por ruido y vibraciones en todo el cuerpo.
- Microclima laboral (frío-calor), agresión por radiación ultravioleta, infrarroja.
- Agresión mecánica por proyección de partículas.
- Golpes.
- Cortes por objetos y/o herramientas.
- Incendio y explosiones.
- Riesgo por sobreesfuerzos musculares y malos gestos.
- Carga de trabajo física.



- Deficiente iluminación.
- Efecto psico-fisiológico de horarios y turno.

1.9.4.2.2. Medidas preventivas de carácter general

Se establecerán a lo largo de la obra letreros divulgativos y señalización de los riesgos (vuelo, atropello, colisión, caída en altura, corriente eléctrica, peligro de incendio, materiales inflamables, prohibido fumar, etc.), así como las medidas preventivas previstas (uso obligatorio del casco, uso obligatorio de las botas de seguridad, uso obligatorio de guantes, uso obligatorio de cinturón de seguridad, etc.).

Se habilitarán zonas o estancias para el acopio de material y útiles (ferralla, perfilería metálica, piezas prefabricadas, carpintería metálica y de madera, vidrio, pinturas, barnices y disolventes, material eléctrico, aparatos sanitarios, tuberías, aparatos de calefacción y climatización, etc.).

Se procurará que los trabajos se realicen en superficies secas y limpias, utilizando los elementos de protección personal, fundamentalmente calzado antideslizante reforzado para protección de golpes en los pies, casco de protección para la cabeza y cinturón de seguridad.

El transporte aéreo de materiales y útiles se hará suspendiéndolos desde dos puntos mediante eslingas, y se guiarán por tres operarios, dos de ellos guiarán la carga y el tercero ordenará las maniobras.

El transporte de elementos pesados (sacos de aglomerante, ladrillos, arenas, etc.) se hará sobre carretilla de mano y así evitar sobreesfuerzos.

Los andamios sobre borriquetas, para trabajos en altura, tendrán siempre plataformas de trabajo de anchura no inferior a 60 cm (3 tablones trabados entre sí), prohibiéndose la formación de andamios mediante bidones, cajas de materiales, bañeras, etc.

Se tenderán cables de seguridad amarrados a elementos estructurales sólidos en los que enganchar el mosquetón del cinturón de seguridad de los operarios encargados de realizar trabajos en altura.



La distribución de máquinas, equipos y materiales en los locales de trabajo será la adecuada, delimitando las zonas de operación y paso, los espacios destinados a puestos de trabajo, las separaciones entre máquinas y equipos, etc.

El área de trabajo estará al alcance normal de la mano, sin necesidad de ejecutar movimientos forzados.

Se vigilarán los esfuerzos de torsión o de flexión del tronco, sobre todo si el cuerpo está en posición inestable.

Se evitarán las distancias demasiado grandes de elevación, descenso o transporte, así como un ritmo demasiado alto de trabajo.

Se tratará que la carga y su volumen permitan asirla con facilidad.

Se recomienda evitar los barrizales, en prevención de accidentes.

Se debe seleccionar la herramienta correcta para el trabajo a realizar, manteniéndola en buen estado y uso correcto de ésta. Después de realizar las tareas, se guardarán en lugar seguro.

La iluminación para desarrollar los oficios convenientemente oscilará en torno a los 100 lux.

Es conveniente que los vestidos estén configurados en varias capas al comprender entre ellas cantidades de aire que mejoran el aislamiento al frío. Empleo de guantes, botas y orejeras. Se resguardará al trabajador de vientos mediante apantallamientos y se evitará que la ropa de trabajo se empape de líquidos evaporables.

Si el trabajador sufriese estrés térmico se deben modificar las condiciones de trabajo, con el fin de disminuir su esfuerzo físico, mejorar la circulación de aire, apantallar el calor por radiación, dotar al trabajador de vestimenta adecuada (sombrero, gafas de sol, cremas y lociones solares), vigilar que la ingesta de agua tenga cantidades moderadas de sal y establecer descansos de recuperación si las soluciones anteriores no son suficientes.

El aporte alimentario calórico debe ser suficiente para compensar el gasto derivado de la actividad y de las contracciones musculares.



Para evitar el contacto eléctrico directo se utilizará el sistema de separación por distancia o alejamiento de las partes activas hasta una zona no accesible por el trabajador, interposición de obstáculos y/o barreras (armarios para cuadros eléctricos, tapas para interruptores, etc.) y recubrimiento o aislamiento de las partes activas.

Para evitar el contacto eléctrico indirecto se utilizará el sistema de puesta a tierra de las masas (conductores de protección, líneas de enlace con tierra y electrodos artificiales) y dispositivos de corte por intensidad de defecto (interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada a las condiciones de humedad y resistencia de tierra de la instalación provisional).

Las vías y salidas de emergencia deberán permanecer expeditas y desembocar lo más directamente posible en una zona de seguridad.

El número, la distribución y las dimensiones de las vías y salidas de emergencia dependerán del uso, de los equipos y de las dimensiones de la obra y de los locales, así como el número máximo de personas que puedan estar presentes en ellos.

En caso de avería del sistema de alumbrado, las vías y salidas de emergencia que requieran iluminación deberán estar equipadas con iluminación de seguridad de suficiente intensidad.

Será responsabilidad del empresario garantizar que los primeros auxilios puedan prestarse en todo momento por personal con la suficiente formación para ello.

1.9.4.2.3. Medidas preventivas de carácter particular para cada oficio

Movimiento de tierras. Excavación de pozos y zanjas

Antes del inicio de los trabajos, se inspeccionará el tajo con el fin de detectar posibles grietas o movimientos del terreno.

Se prohibirá el acopio de tierras o de materiales a menos de dos metros del borde de la excavación, para evitar sobrecargas y posibles vuelcos del terreno, señalizándose además mediante una línea esta distancia de seguridad.

Se eliminarán todos los bolos o viseras de los frentes de la excavación que por su situación ofrezcan el riesgo de desprendimiento.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 123

La maquinaria estará dotada de peldaños y asidero para subir o bajar de la cabina de control. No se utilizará como apoyo para subir a la cabina las llantas, cubiertas, cadenas y guardabarros.

Los desplazamientos por el interior de la obra se realizarán por caminos señalizados.

Se utilizarán redes tensas o mallazo electrosoldado situadas sobre los taludes, con un solape mínimo de 2 m.

La circulación de los vehículos se realizará a un máximo de aproximación al borde de la excavación no superior a los 3 m. para vehículos ligeros y de 4 m para pesados.

Se conservarán los caminos de circulación interna cubriendo baches, eliminando blandones y compactando mediante zahorras.

El acceso y salida de los pozos y zanjas se efectuará mediante una escalera sólida, anclada en la parte superior del pozo, que estará provista de zapatas antideslizantes.

Cuando la profundidad del pozo sea igual o superior a 1,5 m., se entibará (o encamisará) el perímetro en prevención de derrumbamientos.

Se efectuará el achique inmediato de las aguas que afloran (o caen) en el interior de las zanjas, para evitar que se altere la estabilidad de los taludes.

En presencia de líneas eléctricas en servicio se tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

- Se procederá a solicitar de la compañía propietaria de la línea eléctrica el corte de fluido y puesta a tierra de los cables, antes de realizar los trabajos.
- La línea eléctrica que afecta a la obra será desviada de su actual trazado al límite marcado en los planos.
- La distancia de seguridad con respecto a las líneas eléctricas que cruzan la obra, queda fijada en 5 m., en zonas accesibles durante la construcción.
- Se prohíbe la utilización de cualquier calzado que no sea aislante de la electricidad en proximidad con la línea eléctrica.



Relleno de tierras

Se prohíbe el transporte de personal fuera de la cabina de conducción y/o en número superior a los asientos existentes en el interior.

Se regarán periódicamente los tajos, las cargas y cajas de camión, para evitar las polvaredas. Especialmente si se debe conducir por vías públicas, calles y carreteras.

Se instalará, en el borde de los terraplenes de vertido, sólidos topes de limitación de recorrido para el vertido en retroceso.

Se prohíbe la permanencia de personas en un radio no inferior a los 5 m. en torno a las compactadoras y apisonadoras en funcionamiento.

Los vehículos de compactación y apisonado, irán provistos de cabina de seguridad de protección en caso de vuelco.

Encofrados

Se prohíbe la permanencia de operarios en las zonas de batido de cargas durante las operaciones de izado de tablones, sopandas, puntales y ferralla; igualmente se procederá durante la elevación de viguetas, nervios, armaduras, pilares, bovedillas, etc.

El ascenso y descenso del personal a los encofrados, se efectuará a través de escaleras de mano reglamentarias.

Se instalarán barandillas reglamentarias en los frentes de losas horizontales, para impedir la caída al vacío de las personas.

Los clavos o puntas existentes en la madera usada, se extraerán o remacharán, según casos.

Queda prohibido encofrar sin antes haber cubierto el riesgo de caída desde altura mediante la ubicación de redes de protección.

Trabajos con ferralla, manipulación y puesta en obra

Los paquetes de redondos se almacenarán en posición horizontal sobre durmientes de madera capa a capa, evitándose las alturas de las pilas superiores al 1,50 m.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 125

Se efectuará un barrido diario de puntas, alambres y recortes de ferralla en torno al banco (o bancos, borriquetas, etc.) de trabajo.

Queda prohibido el transporte aéreo de armaduras de pilares en posición vertical.

Se prohíbe trepar por las armaduras en cualquier caso.

Se prohíbe el montaje de zunchos perimetrales, sin antes estar correctamente instaladas las redes de protección.

Se evitará, en lo posible, caminar por los fondillos de los encofrados de jácenass o vigas.

Trabajos de manipulación del hormigón

Se instalarán fuertes topes final de recorrido de los camiones hormigonera, en evitación de vuelcos.

Se prohíbe acercar las ruedas de los camiones hormigoneras a menos de 2 m. del borde de la excavación.

Se prohíbe cargar el cubo por encima de la carga máxima admisible de la grúa que lo sustenta.

Se procurará no golpear con el cubo los encofrados, ni las entibaciones.

La tubería de la bomba de hormigonado, se apoyará sobre caballetes, arriostrándose las partes susceptibles de movimiento.

Para vibrar el hormigón desde posiciones sobre la cimentación que se hormigona, se establecerán plataformas de trabajo móviles formadas por un mínimo de tres tablones, que se dispondrán perpendicularmente al eje de la zanja o zapata.

El hormigonado y vibrado del hormigón de pilares, se realizará desde "castilletes de hormigonado"

En el momento en el que el forjado lo permita, se izará en torno a los huecos el peto definitivo de fábrica, en prevención de caídas al vacío.

Se prohíbe transitar pisando directamente sobre las bovedillas (cerámicas o de hormigón), en prevención de caídas a distinto nivel.



Montaje de prefabricados

El riesgo de caída desde altura, se evitará realizando los trabajos de recepción e instalación del prefabricado desde el interior de una plataforma de trabajo rodeada de barandillas de 90 cm., de altura, formadas por pasamanos, listón intermedio y rodapié de 15 cm., sobre andamios (metálicos, tubulares de borriquetas).

Se prohíbe trabajar o permanecer en lugares de tránsito de piezas suspendidas en prevención del riesgo de desplome.

Los prefabricados se acopiarán en posición horizontal sobre durmientes dispuestos por capas de tal forma que no dañen los elementos de enganche para su izado.

Se paralizará la labor de instalación de los prefabricados bajo régimen de vientos superiores a 60 Km/h.

Albañilería

Los grandes huecos (patios) se cubrirán con una red horizontal instalada alternativamente cada dos plantas, para la prevención de caídas.

Se prohíbe concentrar las cargas de ladrillos sobre vanos. El acopio de pallets, se realizará próximo a cada pilar, para evitar las sobrecargas de la estructura en los lugares de menor resistencia.

Los escombros y cascotes se evacuarán diariamente mediante trompas de vertido montadas al efecto, para evitar el riesgo de pisadas sobre materiales.

Las rampas de las escaleras estarán protegidas en su entorno por una barandilla sólida de 90 cm. de altura, formada por pasamanos, listón intermedio y rodapié de 15 cm.

Cubiertas

El riesgo de caída al vacío, se controlará instalando redes de horca alrededor del edificio. No se permiten caídas sobre red superiores a los 6 m. de altura.

Se paralizarán los trabajos sobre las cubiertas bajo régimen de vientos superiores a 60 km/h., lluvia, helada y nieve.



Enfoscados y enlucidos

Las "miras", reglas, tablones, etc., se cargarán a hombro en su caso, de tal forma que al caminar, el extremo que va por delante, se encuentre por encima de la altura del casco de quién lo transporta, para evitar los golpes a otros operarios, los tropezones entre obstáculos, etc.

Se acordonará la zona en la que pueda caer piedra durante las operaciones de proyección de "garbancillo" sobre morteros, mediante cinta de banderolas y letreros de prohibido el paso.

Carpintería de madera, metálica y cerrajería

Los recortes de madera y metálicos, objetos punzantes, cascotes y serrín producidos durante los ajustes se recogerán y se eliminarán mediante las tolvas de vertido, o mediante bateas o plataformas implantadas amarradas del gancho de la grúa.

Los cercos serán recibidos por un mínimo de una cuadrilla, en evitación de golpes, caídas y vuelcos.

Los listones horizontales inferiores contra deformaciones, se instalarán a una altura en torno a los 60 cm. Se ejecutarán en madera blanca, preferentemente, para hacerlos más visibles y evitar los accidentes por tropiezos.

El "cuelgue" de hojas de puertas o de ventanas, se efectuará por un mínimo de dos operarios, para evitar accidentes por desequilibrio, vuelco, golpes y caídas.

Pintura y barnizados

Se prohíbe almacenar pinturas susceptibles de emanar vapores inflamables con los recipientes mal o incompletamente cerrados, para evitar accidentes por generación de atmósferas tóxicas o explosivas.

Se prohíbe realizar trabajos de soldadura y oxicorte en lugares próximos a los tajos en los que se empleen pinturas inflamables, para evitar el riesgo de explosión o de incendio.

Se tenderán redes horizontales sujetas a puntos firmes de la estructura, para evitar el riesgo de caída desde alturas.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 128

Se prohíbe la conexión de aparatos de carga accionados eléctricamente (puentes grúa por ejemplo) durante las operaciones de pintura de carriles, soportes, topes, barandillas, etc., en prevención de atrapamientos o caídas desde altura.

Se prohíbe realizar "pruebas de funcionamiento" en las instalaciones, tuberías de presión, equipos motobombas, calderas, conductos, etc. durante los trabajos de pintura de señalización o de protección de conductos.

Instalación eléctrica provisional de obra

El montaje de aparatos eléctricos será ejecutado por personal especialista, en prevención de los riesgos por montajes incorrectos.

El calibre o sección del cableado será siempre el adecuado para la carga eléctrica que ha de soportar.

Los hilos tendrán la funda protectora aislante sin defectos apreciables (rasgones, repelones y asimilables). No se admitirán tramos defectuosos.

La distribución general desde el cuadro general de obra a los cuadros secundarios o de planta, se efectuará mediante manguera eléctrica antihumedad.

El tendido de los cables y mangueras, se efectuará a una altura mínima de 2 m. en los lugares peatonales y de 5 m. en los de vehículos, medidos sobre el nivel del pavimento.

Los empalmes provisionales entre mangueras, se ejecutarán mediante conexiones normalizadas estancas antihumedad.

Las mangueras de "alargadera" por ser provisionales y de corta estancia pueden llevarse tendidas por el suelo, pero arrimadas a los paramentos verticales.

Los interruptores se instalarán en el interior de cajas normalizadas, provistas de puerta de entrada con cerradura de seguridad.

Los cuadros eléctricos metálicos tendrán la carcasa conectada a tierra.

Los cuadros eléctricos se colgarán pendientes de tableros de madera recibidos a los paramentos verticales o bien a "pies derechos" firmes.

Las maniobras a ejecutar en el cuadro eléctrico general se efectuarán subido a una banqueta de maniobra o alfombrilla aislante.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 129

Los cuadros eléctricos poseerán tomas de corriente para conexiones normalizadas blindadas para intemperie.

La tensión siempre estará en la clavija "hembra", nunca en la "macho", para evitar los contactos eléctricos directos.

Los interruptores diferenciales se instalarán de acuerdo con las siguientes sensibilidades:

- 300 mA Alimentación a la maquinaria.
- 30 mA Alimentación a la maquinaria como mejora del nivel de seguridad.
- 30 mA Para las instalaciones eléctricas de alumbrado.

Las partes metálicas de todo equipo eléctrico dispondrán de toma de tierra.

El neutro de la instalación estará puesto a tierra.

La toma de tierra se efectuará a través de la pica o placa de cada cuadro general.

El hilo de toma de tierra, siempre estará protegido con macarrón en colores amarillo y verde. Se prohíbe expresamente utilizarlo para otros usos.

La iluminación mediante portátiles cumplirá la siguiente norma:

Portalámparas estanco de seguridad con mango aislante, rejilla protectora de la bombilla dotada de gancho de cuelgue a la pared, manguera antihumedad, clavija de conexión normalizada estanca de seguridad, alimentados a 24 V.

La iluminación de los tajos se situará a una altura en torno a los 2 m., medidos desde la superficie de apoyo de los operarios en el puesto de trabajo.

La iluminación de los tajos, siempre que sea posible, se efectuará cruzada con el fin de disminuir sombras.

Las zonas de paso de la obra, estarán permanentemente iluminadas evitando rincones oscuros.

No se permitirá las conexiones a tierra a través de conducciones de agua.

No se permitirá el tránsito de carretillas y personas sobre mangueras eléctricas, pueden pelarse y producir accidentes.



No se permitirá el tránsito bajo líneas eléctricas de las compañías con elementos longitudinales transportados a hombro (pértigas, reglas, escaleras de mano y asimilables). La inclinación de la pieza puede llegar a producir el contacto eléctrico.

1.9.4.2.4. Medidas eléctricas para trabajos en la proximidad de instalaciones eléctricas de alta tensión

Los Oficios más comunes en las instalaciones de alta tensión son los siguientes:

- Instalación de apoyos metálicos o de hormigón
- Instalación de conductores desnudos
- Instalación de aisladores cerámicos
- Instalación de crucetas metálicas
- Instalación de aparatos de seccionamiento y corte (interruptores, seccionadores, fusibles, etc.)
- Instalación de limitadores de sobretensión (autoválvulas pararrayos)
- Instalación de transformadores tipo intemperie sobre apoyos
- Instalación de dispositivos antivibraciones
- Medida de altura de conductores
- Detección de partes en tensión
- Instalación de conductores aislados en zanjas o galerías
- Instalación de envolventes prefabricadas de hormigón
- Instalación de celdas eléctricas (seccionamiento, protección, medida, etc.)
- Instalación de transformadores en envolventes prefabricadas a nivel del terreno
- Instalación de cuadros eléctricos y salidas en BT
- Interconexión entre elementos
- Conexión y desconexión de líneas o equipos
- Puestas a tierra y conexiones equipotenciales
- Reparación, conservación o cambio de los elementos citados



Los Riesgos más frecuentes durante estos oficios son los descritos a continuación.

- Deslizamientos, desprendimientos de tierras por diferentes motivos (no emplear el talud adecuado, por variación de la humedad del terreno, etc.)
- Riesgos derivados del manejo de máquinas-herramienta y maquinaria pesada en general
- Atropellos, colisiones, vuelcos y falsas maniobras de la maquinaria para movimiento de tierras
- Caídas al mismo o distinto nivel de personas, materiales y útiles
- Contactos con el hormigón (dermatitis por cementos, etc.)
- Golpes.
- Cortes por objetos y/o herramientas
- Arco eléctrico
- Incendio y explosiones. Electrocutaciones y quemaduras
- Ventilación e Iluminación
- Riesgo por sobreesfuerzos musculares y malos gestos
- Contacto o manipulación de los elementos aislantes de los transformadores (aceites minerales, aceites a la silicona y piraleno). El aceite mineral tiene un punto de inflamación relativamente bajo (130º) y produce humos densos y nocivos en la combustión. El aceite a la silicona posee un punto de inflamación más elevado (400º). El piraleno ataca la piel, ojos y mucosas, produce gases tóxicos a temperaturas normales y arde mezclado con otros productos.
- Contacto directo con una parte del cuerpo humano y contacto a través de útiles o herramientas.
- Contacto a través de maquinaria de gran altura.
- Maniobras en centros de transformación privados por personal con escaso o nulo conocimiento de la responsabilidad y riesgo de una instalación de alta tensión.
- Agresión de animales.



Las Medidas Preventivas de carácter general se describen a continuación:

Se realizará un diseño seguro y viable por parte del técnico proyectista.

Se inspeccionará el estado del terreno.

Se realizará el ascenso y descenso a zonas elevadas con medios y métodos seguros (escaleras adecuadas y sujetas por su parte superior).

Se evitarán posturas inestables con calzado y medios de trabajo adecuados.

Se utilizarán cuerdas y poleas (si fuese necesario) para subir y bajar materiales.

Se evitarán zonas de posible caída de objetos, respetando la señalización y delimitación.

No se almacenarán objetos en el interior del CT.

Se ubicarán protecciones frente a sobreintensidades y contra incendios: fosos de recogida de aceites, muros cortafuegos, paredes, tabiques, pantallas, extintores fijos, etc.

Se evitarán derrames, suelos húmedos o resbaladizos (canalizaciones, desagües, pozos de evacuación, aislamientos, calzado antideslizante, etc.).

Se utilizará un sistema de iluminación adecuado: focos luminosos correctamente colocados, interruptores próximos a las puertas de acceso, etc.

Se utilizará un sistema de ventilación adecuado: entradas de aire por la parte inferior y salidas en la superior, huecos de ventilación protegidos, salidas de ventilación que no molesten a los usuarios, etc.

La señalización será la idónea: puertas con rótulos indicativos, máquinas, celdas, paneles de cuadros y circuitos diferenciados y señalizados, carteles de advertencia de peligro en caso necesario, esquemas unifilares actualizados e instrucciones generales de servicio, carteles normalizados (normas de trabajo A.T., distancias de seguridad, primeros auxilios, etc.).

Los trabajadores recibirán una formación específica referente a los riesgos en alta tensión.

Para evitar el riesgo de contacto eléctrico se alejarán las partes activas de la instalación a distancia suficiente del lugar donde las personas habitualmente se



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA DESCRIPTIVA

PÁGINA 133

encuentran o circulan, se recubrirán las partes activas con aislamiento apropiado, de tal forma que conserven sus propiedades indefinidamente y que limiten la corriente de contacto a un valor inocuo (1 mA) y se interpondrán obstáculos aislantes de forma segura que impidan todo contacto accidental.

La distancia de seguridad para líneas eléctricas aéreas de alta tensión y los distintos elementos, como maquinaria, grúas, etc. no será inferior a 3 m. Respecto a las edificaciones no será inferior a 5 m.

Conviene determinar con la suficiente antelación, al comenzar los trabajos o en la utilización de maquinaria móvil de gran altura, si existe el riesgo derivado de la proximidad de líneas eléctricas aéreas. Se indicarán dispositivos que limiten o indiquen la altura máxima permisible.

Será obligatorio el uso del cinturón de seguridad para los operarios encargados de realizar trabajos en altura.

Todos los apoyos, herrajes, autoválvulas, seccionadores de puesta a tierra y elementos metálicos en general estarán conectados a tierra, con el fin de evitar las tensiones de paso y de contacto sobre el cuerpo humano. La puesta a tierra del neutro de los transformadores será independiente de la especificada para herrajes. Ambas serán motivo de estudio en la fase de proyecto.

Es aconsejable que en centros de transformación el pavimento sea de hormigón ruleteado antideslizante y se ubique una capa de grava alrededor de ellos (en ambos casos se mejoran las tensiones de paso y de contacto).

Se evitará aumentar la resistividad superficial del terreno.

En centros de transformación tipo intemperie se revestirán los apoyos con obra de fábrica y mortero de hormigón hasta una altura de 2 m y se aislarán las empuñaduras de los mandos.

En centros de transformación interiores o prefabricados se colocarán suelos de láminas aislantes sobre el acabado de hormigón.

Las pantallas de protección contra contacto de las celdas, aparte de esta función, deben evitar posibles proyecciones de líquidos o gases en caso de explosión, para lo cual deberán ser de chapa y no de malla.



Los mandos de los interruptores, seccionadores, etc., deben estar emplazados en lugares de fácil manipulación, evitándose postura forzadas para el operador, teniendo en cuenta que éste lo hará desde el banquillo aislante.

Se realizarán enclavamientos mecánicos en las celdas, de puerta (se impide su apertura cuando el aparato principal está cerrado o la puesta a tierra desconectada), de maniobra (impide la maniobra del aparato principal y puesta a tierra con la puerta abierta), de puesta a tierra (impide el cierre de la puesta a tierra con el interruptor cerrado o viceversa), entre el seccionador y el interruptor (no se cierra el interruptor si el seccionador está abierto y conectado a tierra y no se abrirá el seccionador si el interruptor está cerrado) y enclavamiento del mando por candado.

Como recomendación, en las celdas se instalarán detectores de presencia de tensión y mallas protectoras quitamiedos para comprobación con pértiga.

En las celdas de transformador se utilizará una ventilación optimizada de mayor eficacia situando la salida de aire caliente en la parte superior de los paneles verticales. La dirección del flujo de aire será obligada a través del transformador.

El alumbrado de emergencia no estará concebido para trabajar en ningún centro de transformación, sólo para efectuar maniobras de rutina.

Los centros de transformación estarán dotados de cerradura con llave que impida el acceso a personas ajenas a la explotación.

Las maniobras en alta tensión se realizarán, por elemental que puedan ser, por un operador y su ayudante. Deben estar advertidos que los seccionadores no pueden ser maniobrados en carga. Antes de la entrada en un recinto en tensión deberán comprobar la ausencia de tensión mediante pértiga adecuada y de forma visible la apertura de un elemento de corte y la puesta a tierra y en cortocircuito del sistema. Para realizar todas las maniobras será obligatorio el uso de, al menos y a la vez, dos elementos de protección personal: pértiga, guantes y banqueta o alfombra aislante, conexión equipotencial del mando manual del aparato y plataforma de maniobras.

Se colocarán señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.



1.9.4.3. Disposiciones específicas de seguridad y salud durante la ejecución de las obras

Cuando en la ejecución de la obra intervenga más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos o diversos trabajadores autónomos, el promotor designará un coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra, que será un técnico competente integrado en la dirección facultativa.

Cuando no sea necesaria la designación de coordinador, las funciones de éste serán asumidas por la dirección facultativa.

En aplicación del estudio básico de seguridad y salud, cada contratista elaborará un plan de seguridad y salud en el trabajo en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones contenidas en el estudio desarrollado en el proyecto, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

Antes del comienzo de los trabajos, el promotor deberá efectuar un aviso a la autoridad laboral competente.

1.9.5. Disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual

1.9.5.1. Introducción

La ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, determina el cuerpo básico de garantías y responsabilidades preciso para establecer un adecuado nivel de protección de la salud de los trabajadores frente a los riesgos derivados de las condiciones de trabajo.

Así son las normas de desarrollo reglamentario las que deben fijar las medidas mínimas que deben adoptarse para la adecuada protección de los trabajadores. Entre ellas se encuentran las destinadas a garantizar la utilización por los trabajadores en el trabajo de equipos de protección individual que los protejan adecuadamente de aquellos riesgos para su salud o su seguridad que no puedan evitarse o limitarse suficientemente mediante la utilización de medios de protección colectiva o la adopción de medidas de organización en el trabajo.



1.9.5.2. Obligaciones generales del empresario

Hará obligatorio el uso de los equipos de protección individual que a continuación se desarrollan.

1.9.5.2.1. Protecciones de la cabeza

- Cascos de seguridad, no metálicos, clase N, aislados para baja tensión, con el fin de proteger a los trabajadores de los posibles choques, impactos y contactos eléctricos
- Protectores auditivos acoplables a los cascos de protección
- Gafas de montura universal contra impactos y antipolvo
- Mascarilla antipolvo con filtros protectores
- Pantalla de protección para soldadura autógena y eléctrica

1.9.5.2.2. Protectores de manos y brazos

- Guantes contra las agresiones mecánicas (perforaciones, cortes, vibraciones)
- Guantes de goma finos, para operarios que trabajen con hormigón
- Guantes dieléctricos para BT
- Guantes de soldador
- Muñequeras
- Mango aislante de protección en las herramientas

1.9.5.2.3. Protecciones de pies y piernas

- Calzado provisto de suela y puntera de seguridad contra las agresiones mecánicas
- Botas dieléctricas para BT
- Botas de protección impermeable
- Polainas de soldador
- Rodilleras

1.9.5.2.4. Protecciones del cuerpo

- Crema de protección y pomadas.



- Chalecos, chaquetas y mandiles de cuero para protección de las agresiones mecánicas.
- Traje impermeable de trabajo.
- Cinturón de seguridad, de sujeción y caída, clase A.
- Fajas y cinturones antivibraciones.
- Pértiga de B.T.
- Banqueta aislante clase I para maniobra de B.T.
- Linterna individual de situación.
- Comprobador de tensión.

1.9.5.2.5. Equipos adicionales de protección para trabajos de proximidad de instalaciones eléctricas de alta tensión

- Casco de protección aislante clase E-AT.
- Guantes aislantes clase IV.
- Banqueta aislante de maniobra clase II-B o alfombra aislante para A.T.
- Pértiga detectora de tensión (salvamento y maniobra).
- Traje de protección de menos de 3 kg, bien ajustado al cuerpo y sin piezas descubiertas eléctricamente conductoras de la electricidad.
- Gafas de protección.
- Insuflador boca a boca.
- Tierra auxiliar.
- Esquema unifilar
- Placa de primeros auxilios.
- Placas de peligro de muerte y E.T.
- Material de señalización y delimitación (cintas, señales, etc.).



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Estudio básico y análisis de rentabilidad de la instalación de huerto solar de 1 MW e instalación de MT asociada.

2. MEMORIA JUSTIFICATIVA

Titulación: Ingeniería Industrial

Alumno: Alberto Marín Salas

Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, 8 de Septiembre de 2014



2.1. Instalación para la evacuación de la energía

2.1.1. Diseño del sistema

A continuación se van a calcular la cantidad de módulos y su distribución para satisfacer las características de la instalación.

Como es sabido se van a hacer dos generadores fotovoltaicos, ambos de 500 kW, independientes pero equivalentes entre sí, unidos por un centro de seccionamiento. Los cálculos y resultados que se van a realizar serán iguales en ambos casos.

Tabla 28 Componentes principales de la instalación (STC)

MÓDULO SUNPOWER X21-345	INVERSOR POWERMAX 500TL M400
345 W con 96 células	518 kW
$V_{oc} = 68,2 \text{ V}$	$V_{DC \text{ OP, min}} = 578 \text{ V}$
$V_{mpp} = 57,3 \text{ V}$	$V_{DC \text{ máx}} = 1000 \text{ V}$

Datos de la tabla 28 muestran que el rango de MPP del inversor está entre los límites de 578 V mínimo a 820 V máximo, siendo 1000 V la máxima tensión admisible en la entrada. Con estos valores se puede hallar el número de módulos serie para los valores críticos de módulo elegido. Cada uno de los módulos tiene una tensión a máxima potencia de 57,3 V.

Como mínimo podríamos tener en serie:

$$518 / 57,3 = 9,04 \approx 10 \text{ módulos}$$

Y como máximo podríamos tener en serie:

$$820 / 57,3 = 14,31 \approx 14 \text{ módulos}$$

2.1.2. Dimensionado de la instalación

El módulo tiene una tensión a potencia máxima de 57,3 V, para unos valores estándares STC, pero es obvio que la instalación no funcionará a lo largo del año en las mismas condiciones, sino que la radiación, la temperatura y la masa de aire serán variables.



El emplazamiento se encuentra en una zona en dónde las condiciones climáticas y la irradiación solar son favorables para la generación de energía fotovoltaica. Aun así debemos conocer las condiciones de funcionamiento, tabla 29, para que se desarrolle la generación de la energía de la mejor forma posible.

Tabla 29 Condiciones de funcionamiento

Temperatura	-45°C a 85°C
Carga máxima	Viento: 2400 Pa, 245 kg/m ² frontal y posterior Nieve: 5400 Pa, 550 kg/m ² frontal
Resistencia al impacto	Granizo de 23 mm de diámetro a 23 m/s
Coefficiente de temperatura de potencia	- 0,3 %/°C
Coefficiente de temperatura de voltaje	- 167,4 mW/°C
Coefficiente de temperatura de corriente	3,5 mA/°C

Se escogerán unos valores comprendidos, entre el mínimo y el máximo de las condiciones de funcionamiento de la placa solar fotovoltaica. En la región de Murcia en muy raras ocasiones vamos a tener temperaturas inferiores a 0°C y superiores a 45°C. Las mediciones que se hacen sobre el módulo son a una temperatura de 25°C (condiciones STC).

La potencia máxima que se puede inyectar a la entrada del inversor es:

$$P_{\text{máx inyectada}} = \frac{P_{\text{máx inversor}}}{\text{Eficiencia}} = \frac{518 \text{ kW}}{0,986} = 525,35 \text{ kW}$$

Se podrán poner hasta 1522 módulos:

$$Paneles_{\text{permitidos}} = \frac{P_{\text{máx}}}{P_{\text{unitaria modulo}}} = \frac{525,35 \text{ kW}}{0,345 \text{ kW}} = 1522,75 \approx 1522 \text{ módulos}$$



Cálculo de la cantidad mínima de módulos conectados en serie (M_s), para los puntos de mínima tensión de funcionamiento y mínima tensión de arranque inversor.

$$M_s \times V_{DC \text{ máx módulo}} > V_{DC \text{ start min}}$$

$$M_s \times V_{DC \text{ min módulo}} > V_{DC \text{ OP min}}$$

$$\Delta V = \Delta \sigma \times \frac{\Delta V}{\Delta \sigma} = |45 - 25| \times \left(-\frac{167,4 \text{ mV}}{k} \right) = -3,35 \text{ V/módulo}$$

$$V_{DC \text{ máx módulo}} = V_{OC}(25^\circ C) + \Delta V = 68,2 - 3,35 = 64,85 \text{ V}$$

$$V_{DC \text{ min módulo}} = V_{mpp}(25^\circ C) + \Delta V = 57,3 - 3,35 = 53,95 \text{ V}$$

$$M_s > \frac{V_{DC \text{ start min}}}{V_{DC \text{ máx módulo}}} = \frac{650 \text{ V}}{64,85 \text{ V}} = 10,03 \text{ módulos}$$

$$M_s > \frac{V_{DC \text{ OP min}}}{V_{DC \text{ min módulo}}} = \frac{578 \text{ V}}{53,95 \text{ V}} = 10,71 \text{ módulos}$$

$$\mathbf{M_s > 10,71 \text{ módulos}}$$

Cálculo de la cantidad máxima de módulos conectados en serie (M_s), para los puntos de máxima tensión en circuito abierto y máxima tensión del inversor.

Tabla 30 Componentes principales de la instalación

MÓDULO SUNPOWER X21-345	INVERSOR POWERMAX 500TL M400
345 W con 96 células	513 kW
$V_{oc} = 68,2 \text{ V}$	$V_{DC \text{ OP,máx}} = 1000 \text{ V}$
$V_{mpp} = 57,3 \text{ V}$	$V_{DC,máx} = 1000 \text{ V}$

$$M_s \times V_{DC \text{ máx módulo}} < V_{DC \text{ máx}}$$

$$M_s \times V_{DC \text{ min módulo}} < V_{DC \text{ OP máx}}$$

$$\Delta V = \Delta \sigma \times \frac{\Delta V}{\Delta \sigma} = |0 - 25| \times \left(-\frac{167,4 \text{ mV}}{k} \right) = -4,19 \text{ V/módulo}$$

$$V_{DC \text{ máx módulo}} = V_{OC}(25^\circ C) + \Delta V = 68,2 - 4,19 = 64,01 \text{ V}$$



$$V_{DC \text{ min módulo}} = V_{mpp}(25^{\circ}C) + \Delta V = 57,3 - 4,19 = 53,11 \text{ V}$$

$$M_s < \frac{V_{DC \text{ máx}}}{V_{DC \text{ máx módulo}}} = \frac{1000 \text{ V}}{64,01 \text{ V}} = 15,62 \text{ módulos}$$

$$M_s < \frac{V_{DC \text{ OP máx}}}{V_{DC \text{ min módulo}}} = \frac{1000 \text{ V}}{53,11 \text{ V}} = 18,82 \text{ módulos}$$

$$M_s < 15,62 \text{ módulos}$$

Redondeando a la cifra entera más próxima, los resultados nos muestran que la cantidad de módulos en serie que debemos tener en nuestra instalación debe estar comprendida entre dos límites:

$$11 < M_s(\text{módulos}) < 15$$

En el apartado anterior nos decían que como máximo podríamos tener:

$$820 / 57,3 = 14,31 \approx 14 \text{ módulos}$$

Con los datos presentados, se asignará un total de **12 módulos en serie**.

Ajuste de la potencia pico final:

Debido a que la potencia nominal del inversor es de 518 kW, Anexo 5, y que la potencia pico máxima es de 525,35 kW, se ajustará a esta última la potencia del campo.

El número de módulos calculados en serie es 12 y conociendo la potencia nominal del módulo fotovoltaico elegido, 345 W, se multiplicará el número de módulos serie hallado por su potencia unitaria.

$$Pot_{serie} = 12 \text{ módulos} \times 0,345 \frac{\text{kW}}{\text{módulo}} = 4,14 \text{ kW}$$

Para obtener el número de módulos en paralelo, se divide la potencia máxima inyectada del campo fotovoltaico entre el valor de la potencia en serie (que está compuesta por 12 módulos). El resultado se aproximará al inmediato inferior siendo este el número de módulos en paralelo (M_p).



$$M_p < \frac{P_{\text{máx inyectada}}}{Pot_{\text{serie}}} = \frac{525,35 \text{ kW}}{4,14 \text{ kW}} = 126 \text{ agrupaciones de 12 módulos}$$

Como podemos observar se puede obtener hasta 126 agrupaciones de 12 módulos serie en paralelo, pero nuestro generador solar queremos que esté en torno a 500 kW por generador, haciendo la división de Potencia deseada entre la potencia de los módulos en serie y redondeando al entero mayor podremos obtener los módulos en paralelo:

$$M_p = \frac{P_{\text{máx deseada}}}{Pot_{\text{serie}}} = \frac{500 \text{ kW}}{4,14 \text{ kW}} = 120,77 \text{ agrupaciones de 12 módulos}$$

$$M_p(\text{agrupaciones de 12 módulos}) = \mathbf{121} < 126,18$$

$$M_T(\text{módulos totales}) = \mathbf{121 \times 12 = 1452}$$

Se escogerán 121 agrupaciones en paralelo de 12 módulos en serie con la finalidad de minimizar, en la medida de lo posible, los cálculos y disposición del generador fotovoltaico en los distintos campos como se muestra en el plano PLN-00-006 del presente documento.

Se dispone de una superficie de 57.721 m², hay que repartir los 2904 módulos calculados (2 campos de 1452 módulos fotovoltaicos), se podrá comprobar si la restricción de espacio se satisface. Cada módulo tiene una superficie de aproximadamente de 1,63 m² (1,559 x 1,046= 1,63 m²), por lo que la superficie total sobre el plano horizontal es de 4.736 m² (2904 x 1,63 = 4.735,6 m²) y hay que considerar un margen mayor de espacio teniendo en cuenta la superficie de otros elementos de la instalación, como pueden ser centro de transformación de los campos 1 y 2, centro de seccionamiento, espacio entre seguidores solares, etc., se aprecia que no hay ningún problema al respecto, por lo que queda completamente satisfecha esta restricción, se puede observar la distribución de los campos en el plano PLN-00-007.



2.1.3. Disposición de los módulos fotovoltaicos

A continuación vamos a diseñar la orientación de nuestros paneles fotovoltaicos con la finalidad de que puedan absorber la máxima radiación solar posible.

El pliego de condiciones técnicas del IDAE, define la orientación por un ángulo α llamado azimut, figura 16, que es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

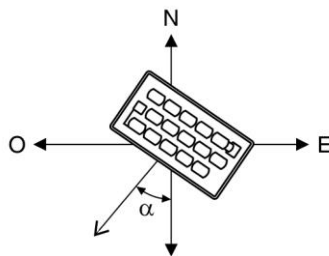


Figura 16 Representación del ángulo azimut

La orientación óptima de los módulos solares será $\alpha = 0^\circ$ ya que si se orientan al sur geográfico, los paneles captarán la mayor cantidad de radiación solar.

Inclinación del módulo

Hay que tener en cuenta también la inclinación del módulo para que los módulos puedan absorber la máxima radiación solar posible.

El pliego de condiciones técnicas del IDAE, define la inclinación de los módulos mediante el ángulo β , figura 17, llamado ángulo de inclinación, que es el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal, por lo que su valor será 0° si la instalación es de módulo horizontal y 90° para módulo vertical.

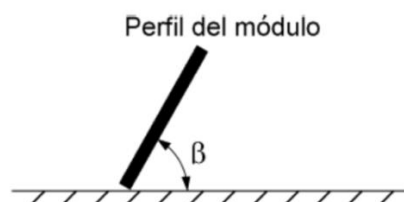


Figura 17 Representación del ángulo de inclinación

El cálculo de la inclinación óptima de los módulos fotovoltaicos, se obtendrá considerando el mes de menor radiación captada sobre los módulos. Hay que tener en



cuenta dos variables: el periodo de explotación de la instalación, habrá que definir si se utilizará en verano, invierno o durante todo el año y la latitud del emplazamiento.

$$\text{Latitud } (\phi) = 37^{\circ} 39' 14,42'' \text{ N} \rightarrow 37,65^{\circ}$$

Se utilizará el método del “mes peor”, tabla 31, la inclinación óptima aproximada de los módulos respecto a la horizontal se muestra a continuación:

Tabla 31 Inclinación método mes peor

Periodo de diseño	β_{optima}
Diciembre	$\phi + 10^{\circ}$
Julio	$\phi - 20^{\circ}$
Anual	$\phi - 10^{\circ}$

Sabiendo la latitud podemos obtener la inclinación óptima que deberíamos tener:

$$\beta_{\text{optima Diciembre}} = 37,65^{\circ} + 10^{\circ} = 47,65^{\circ}$$

$$\beta_{\text{optima Julio}} = 37,65^{\circ} - 20^{\circ} = 17,65^{\circ}$$

$$\beta_{\text{optima Anual}} = 37,65^{\circ} - 10^{\circ} = 27,65^{\circ}$$

Tabla 32 Resultado inclinación óptima

Periodo de diseño	β_{optima}
Diciembre	$47,65^{\circ}$
Julio	$17,65^{\circ}$
Anual	$27,65^{\circ}$

Se va diseñar nuestro generador fotovoltaico de la manera más eficiente posible, por lo que se va a optar por una estructura de seguimiento solar de dos ejes, azimutal y horizontal (inclinación), de manera que el ángulo de inclinación variará a lo largo del año para producir la máxima energía posible procedente de la radiación solar. Sabiendo que el ángulo de inclinación variará, debemos elegir el caso más desfavorable y corresponde al mes peor, el mes que corresponde a diciembre, tabla 32, en este mes es cuando el ángulo de inclinación del seguidor solar fotovoltaico es mayor que en todos los demás meses, por lo tanto utilizaremos la β óptima correspondiente al mes de diciembre (**$47,65^{\circ}$**), para los cálculos posteriores.



Distancia mínima entre filas de módulos

Este apartado tiene como finalidad evitar la proyección de sombras, figura 18, en los módulos debido a módulos anteriores o a la estructura y componentes que los conforman y soportan.

La separación entre módulos o estructuras que lo conforman, será calculada bajo las siguientes condiciones:

- Mediodía solar del día más desfavorable del período de utilización (altura solar mínima).
- La sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la cresta inferior de la siguiente.

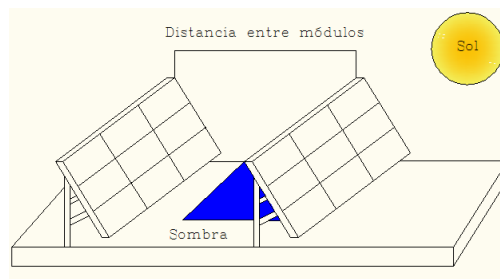


Figura 18 Proyección de sombra entre módulos

El día más desfavorable corresponde al 21 de Diciembre, donde la altura solar es la mínima en este día. En este día, la altura solar tiene como valor:

$$H_{min} = (90^{\circ} - \text{Latitud}) - 23^{\circ}$$

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, la distancia “d” (figura 19), medida sobre la horizontal, entre filas de módulos, de altura “h”, que pueda producir sombras sobre la instalación, deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

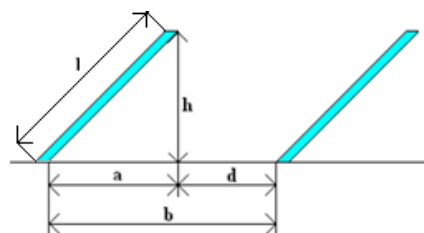


Figura 19 Distancia entre módulos



La distancia “d” deberá ser un valor superior al obtenido por la siguiente expresión:

$$d > \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})}$$

Voy a hacer unas variaciones significativas respecto a la figura 19 ya que para calcular la sombra proyectada deberemos tener en cuenta también la estructura en la que se asientan el o los módulos fotovoltaicos.

Los cálculos obtenidos anteriormente revelan que debemos tener 12 módulos en serie por lo que sabiendo esto, voy a disponer 12 módulos conectados en serie sobre un seguidor solar de dos ejes. La distribución de los módulos sobre la parrilla del seguidor será una matriz de 3 x 4 módulos en posición horizontal (figura 20 y figura 21).

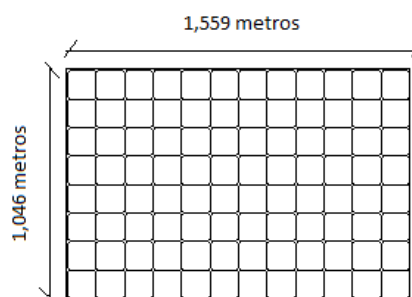


Figura 20 Modulo fotovoltaico en posición horizontal

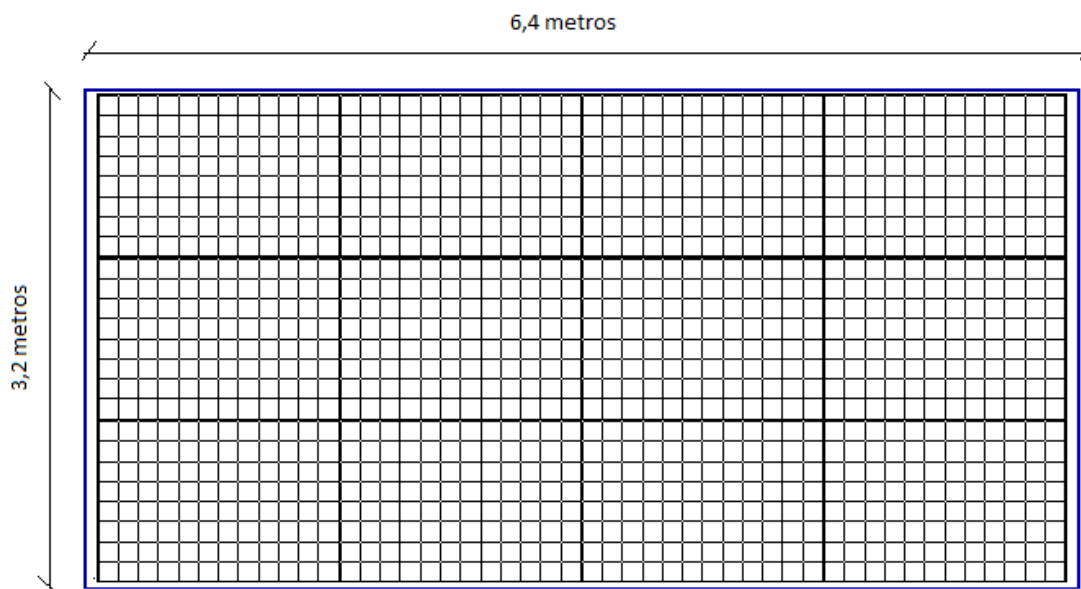


Figura 21 Parrilla 3 x 4 sobre la que se asientan los 12 módulos



La ficha técnica del seguidor solar nos dice que la placa debe estar a una altura de 2,5 metros cuando este se encuentre en posición horizontal. La figura modificada, figura 22, quedaría de la forma que se muestra a continuación:

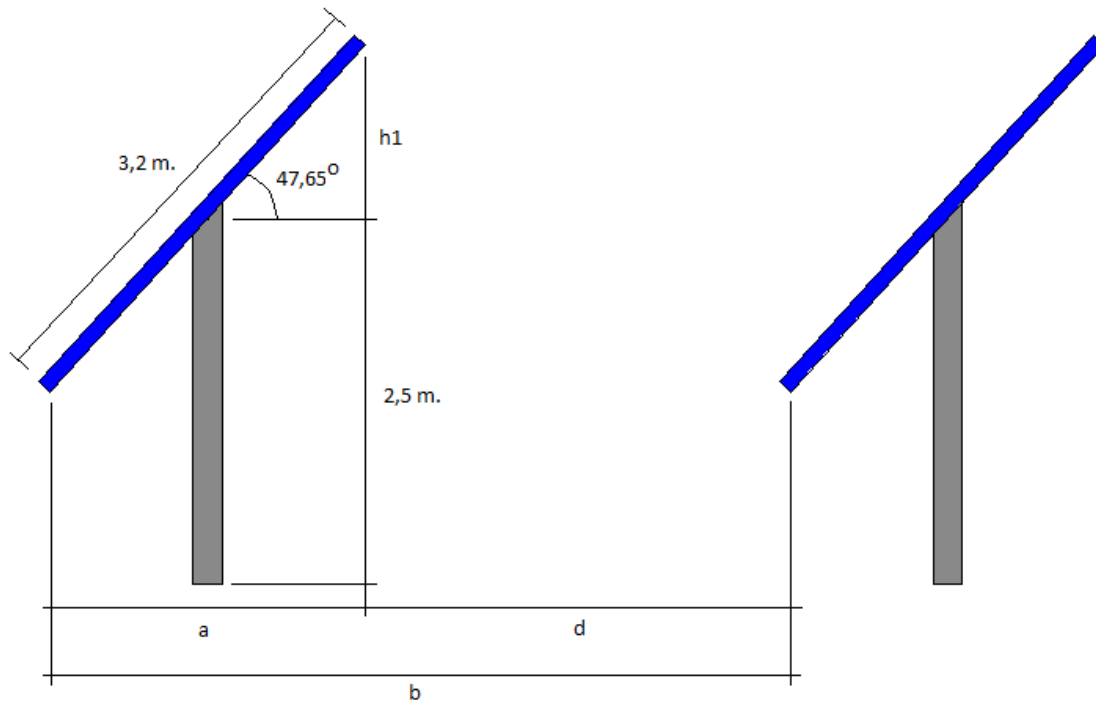


Figura 22 Distancia entre módulos y cotas del caso real. (Vista perfil de la distribución)

Voy a sobredimensionar la distancia d , ya que en mi caso h va a ser la suma de la altura de la estructura del seguidor (2,5 metros) y la altura h_1 .

$$d > \frac{2,5 + h_1}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} = \frac{2,5 + \frac{3,2}{2} \sin 47,65^\circ}{\tan(61^\circ - 37,65^\circ)} = 8,53 \text{ metros}$$
$$d \approx 8,6 \text{ metros}$$

La distancia a será:

$$a > 3,2 \cos 47,65^\circ = 2,155 \approx 2,2 \text{ metros}$$

La distancia total entre módulos será:

$$b = a + d = 8,6 + 2,2 = 10,8 \text{ metros} \approx \mathbf{11 \text{ metros}}$$



Hemos calculado la distancia para que la sombra de la estructura del seguidor no se refleje sobre la siguiente, pero ahora debemos calcular la otra distancia que se puede observar desde la orientación sur, y es aquella que separa a ambos seguidores solares y debe existir para que el seguidor solar tenga espacio para poder girar con su eje azimutal y así seguir la trayectoria del sol. Asignamos un pasillo de 3,6 metros, figura 23, para que la estructura tenga libertad en su movimiento, haciendo que la distancia total sea de 10 metros.

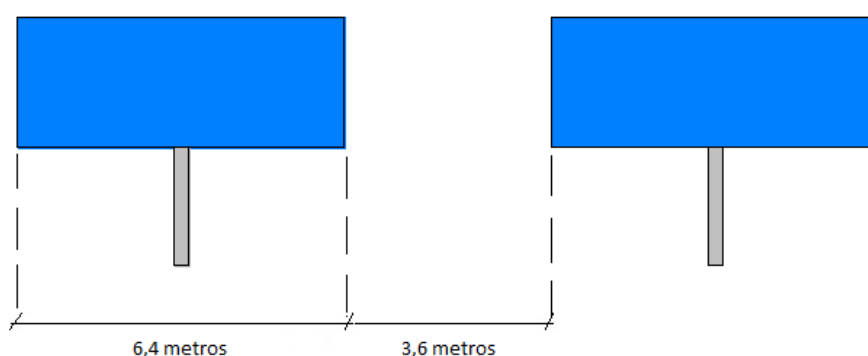


Figura 23 Distancia entre módulos y cotas del caso real. (Vista alzado de la distribución)

2.1.4.Cálculo de la estructura soporte

La estructura escogida posee una superficie de $20,48 \text{ m}^2$ ($6,4 \times 3,2 \text{ m}^2$). Cada módulo tiene una superficie de $1,673 \text{ m}^2$ ($1,559 \times 1,046 = 1,673 \text{ m}^2$) y se disponen sobre el seguidor en una parrilla 3×4 sobre la que se asientan los 12 módulos en serie, ocupando una superficie de aproximadamente $20,08 \text{ m}^2$ de los $20,48 \text{ m}^2$ disponibles.

Es bueno que sobre un poco de superficie para dejar una separación entre columnas de módulos con la finalidad de facilitar la refrigeración de los módulos y reducir la presión ejercida por el viento sobre la superficie total.

Es importante para la instalación, realizar un correcto anclaje de las estructuras soporte. El Pliego de Condiciones Técnicas IDAE, nos dicta que la estructura soporte de cualquier instalación debe respetar una serie de normas, siendo capaz de soportar sobrecargas producidas por el viento y la nieve que pueden darse en función de la zona en donde se encuentre nuestra instalación, estas normas las establecen los documentos básicos del código técnico de la edificación.



Nuestra estructura escogida debe resistir las sobrecargas del viento y de nieve, tal como indica Norma Básica de Edificación NBE-AE-88 derogada, que paso a ser Documento Básico del Código Técnico de Edificación DB-SE-AE.

Sobrecargas soportadas

1. Acciones gravitatorias:

Las acciones gravitatorias son aquellas producidas por las cargas que gravitan sobre la estructura. Se considerarán tres cargas de este tipo: peso propio, carga permanente y sobrecarga producida por nieve.

- **Peso propio.** El peso propio es la acción correspondiente al peso del perfil que compone la estructura. Esta carga variará en función del perfil que seleccionemos para el montaje de la estructura. De la tabla de características del seguidor (Anexo 6), podemos observar que el peso propio es de 440 kg (para una superficie de 27 m²), por lo que la carga del peso propio será en el caso más desfavorable de 16,3 kg/m² y aproximamos al entero mayor, obteniendo **17 kg/m²**.
- **Carga permanente.** Es la carga debida a todos los módulos fijados a la estructura. La estructura del seguidor está compuesta de 12 módulos fotovoltaicos, al que le corresponde un peso de 18,6 kg por módulo. Como cada módulo tiene una superficie de 1,673 m², la carga permanente será de 11,12 kg/m². Consideremos finalmente una carga permanente de **12 kg/m²** (aproximación por entero mayor) por seguridad, en la que se incluye el peso de los demás elementos que conforman la sujeción de los módulos, como son tornillos y bridas de sujeción de los paneles.
- **Sobrecarga de nieve.** Es la carga debida a la nieve que puede acumularse sobre los módulos fotovoltaicos. La consejería competente a la protección Civil de la Región de Murcia, redacta un "*Plan de Protección civil ante nevadas y olas de frío en la Región de Murcia*", en donde se pueden visualizar el riesgo de nevadas en las diferentes localidades de la región y los planes de actuación en caso de riesgo.



El emplazamiento del huerto solar fotovoltaico, se encuentra a 30 metros sobre el nivel del mar, lo que supone que se reduzcan considerablemente las posibilidades de precipitación de nieve.

Umbrales y niveles de adversidad

El Instituto Nacional de Meteorología ha desarrollado estudios para cada provincia española y a partir de ellos, ha establecido para cada fenómeno contemplado cuatro niveles básicos de adversidad:

- **VERDE** No existe ningún riesgo meteorológico.
- **AMARILLO** No existe riesgo meteorológico para la población en general aunque sí para alguna actividad concreta. Este nivel no genera ningún aviso pero hace una llamada para que se esté atento a la predicción meteorológica en vigor.
- **NARANJA** Existe un riesgo meteorológico importante. (Fenómenos meteorológicos no habituales y con cierto grado de peligro para las actividades usuales).
- **ROJO** El riesgo meteorológico es extremo. (Fenómenos meteorológicos no habituales de intensidad excepcional y con un nivel de riesgo para la población muy alto).

Tabla 33 Espesor de nieve acumulada (cm)

	Espesor de nieve acumulada (cm)		
	AMARILLO	NARANJA	ROJO
Altiplano	2	5	20
Noroeste	2	5	20
Vega del Segura	2	5	20
Valle Guadalentín, Lorca y Águilas	2	5	20
Campo de Cartagena y Mazarrón	2	5	20



Tabla 34 Temperatura extremas mínimas (°C)

	Tª extrema (°C)		
	AMARILLO	NARANJA	ROJO
Altiplano	-4	-8	-12
Noroeste	-4	-8	-12
Vega del Segura	-4	-8	-12
Valle Guadalentín, Lorca y Águilas	-4	-8	-12
Campo de Cartagena y Mazarrón	-1	-4	-8

Cálculo de la hipotética sobrecarga

Según la NBE-AE-88, en caso de nieve, el fenómeno meteorológico más desfavorable sería una sobrecarga de nieve mezclada con granizo con una carga de 400 kg/m^3 .

La inclinación óptima y que considero habitual para nuestro seguidor solar es de $27,65^\circ$ y la carga prevista es para una superficie horizontal, por lo que se corrige esta carga.

Según este código técnico para inclinaciones menores de 60° , se utiliza la siguiente expresión:

$$p' = p \times \cos \alpha$$
$$p' = 400 \cos(27,65^\circ) = 354,32 \text{ kg/m}^3$$

Se ha de considerar la sobrecarga por condiciones de nieve de $354,32 \text{ kg/m}^3$.

Nuestro emplazamiento se encuentra en el Campo de Cartagena y Mazarrón, pero al estar a una altura de 30 metros sobre el nivel del mar, nuestra zona debería estar siempre en la zona verde, vamos a situarnos en el caso de adversidad Naranja, en dónde tenemos un espesor de "hm" 5 cm/día .

$$p'' = p' \times h_m$$
$$p'' = 354,32 \times 0,05 = 17,72 \text{ kg/m}^2$$



Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 155

El nuevo código técnico de la edificación DB-SE-AE, lo hace más sencillo, en este documento se muestra un mapa, figura 24, separando en zonas la península, la Región Murciana se encuentra en la Zona 6.



Figura 24 Zonas climáticas de invierno

A continuación presenta datos en la tabla 35 de la sobrecarga de nieve en un terreno horizontal (kN/m^2), en función de la altitud (metros) y la zona climática. La altitud del emplazamiento es de 30 metros.

Tabla 35 Sobrecarga de nieve en invierno en un terreno horizontal (kN/m^2)

Altitud (m)	Zona de clima invernal, (según figura E.2)						
	1	2	3	4	5	6	7
0	0,3	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
200	0,5	0,5	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2
400	0,6	0,6	0,2	0,3	0,4	0,2	0,2
500	0,7	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,2
600	0,9	0,9	0,3	0,5	0,5	0,4	0,2
700	1,0	1,0	0,4	0,6	0,6	0,5	0,2
800	1,2	1,1	0,5	0,8	0,7	0,7	0,2
900	1,4	1,3	0,6	1,0	0,8	0,9	0,2
1.000	1,7	1,5	0,7	1,2	0,9	1,2	0,2
1.200	2,3	2,0	1,1	1,9	1,3	2,0	0,2
1.400	3,2	2,6	1,7	3,0	1,8	3,3	0,2
1.600	4,3	3,5	2,6	4,6	2,5	5,5	0,2
1.800	-	4,6	4,0	-	-	9,3	0,2
2.200	-	8,0	-	-	-	-	-



$$p'' = 354,32 \times 0,05 = 0,2 \text{ kN/m}^2$$

$$p'' = \frac{200 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}}{9,81 \frac{\text{N}}{\text{kgf}}} = 20,4 \text{ kg/m}^2$$

Escogemos el caso más desfavorable que es el resultado del código técnico de edificación y aproximando al entero mayor, obtenemos **21 kg/m²**.

2. Acciones del viento

El viento es la acción más importante que tendrá que soportar la estructura de nuestro seguidor. La presión perpendicular (presión estática) sobre los paneles se calcula como se calcula la de una marquesina a un agua, figura 25, en el documento básico DB-SE-AE.

Cálculo de la presión estática en seguidor solar:

$$q_e = q_b \times c_e \times c_p$$

Siendo:

q_b = presión dinámica del viento.

c_e = el coeficiente de exposición.

c_p = el coeficiente eólico o de presión.

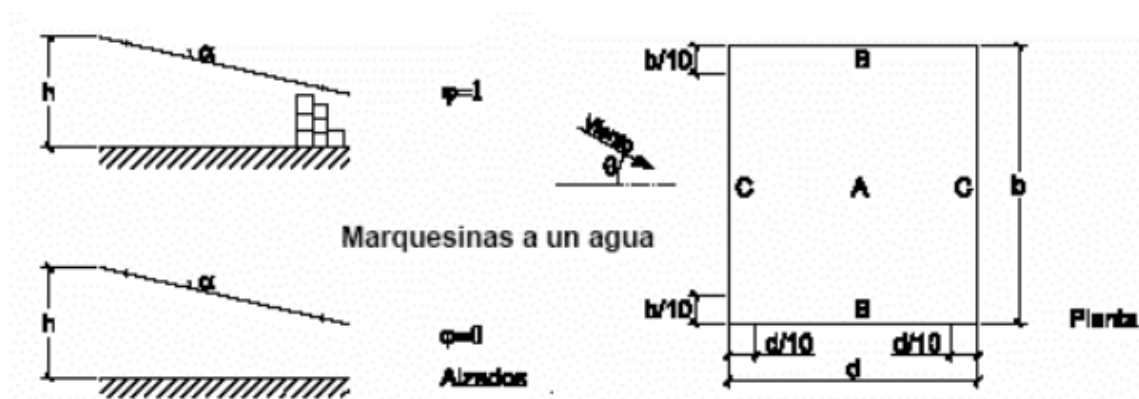


Figura 25 Presión del viento sobre marquesinas a un agua, inclinadas un ángulo β .



Cálculo de la presión dinámica del viento

El valor básico de la presión dinámica del viento puede obtenerse con la expresión:

$$q_b = 0,5 \times \delta \times v_b^2$$

Siendo δ la densidad del aire y v_b el valor básico de la velocidad del viento.

La densidad del aire depende, entre otros factores, de la altitud, de la temperatura ambiental y de la fracción de agua en suspensión. En general puede adoptarse el valor de **1,25 kg/m³**.

En el documento básico se establece un valor de la velocidad básica del viento (grado de aspereza del entorno II) a una altura de 10 m sobre el suelo, por delimitaciones geográficas a continuación se podrá ver dichas delimitaciones en la figura 26.

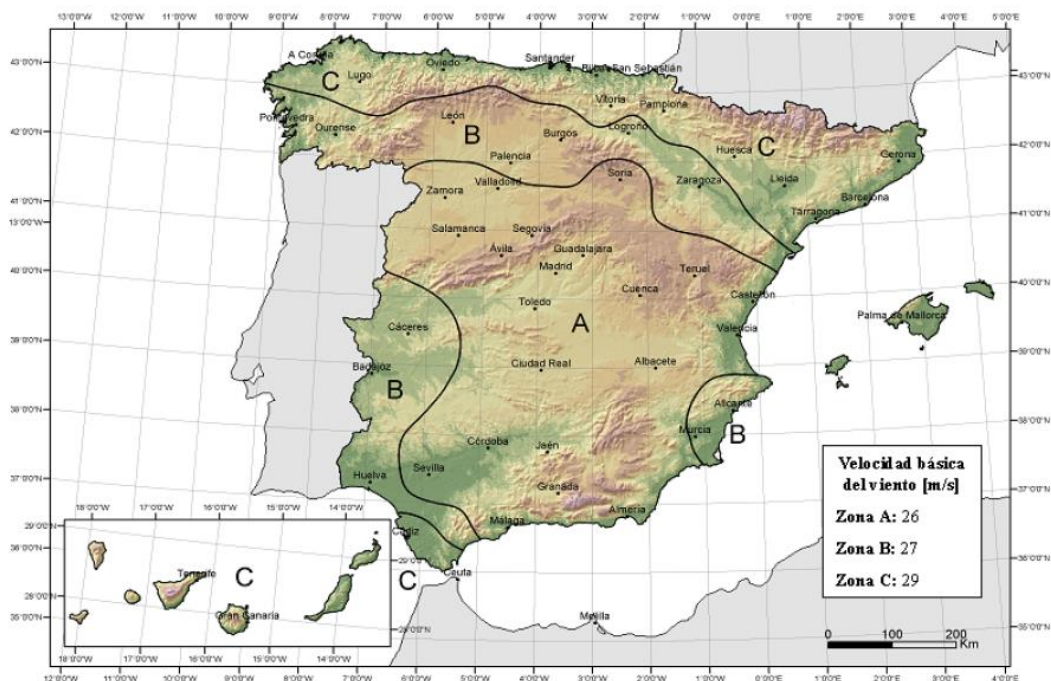


Figura 26 Valor básico de la velocidad del viento, v_b .

Estamos en la Zona B, figura 26, en donde la velocidad básica del viento básica es 27 m/s. Por lo que sustituyendo en la ecuación, obtendremos una presión dinámica del viento igual a:

$$q_b = 0,5 \times 1,25 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times \left(27 \frac{\text{m}}{\text{s}}\right)^2 = 455,63 \frac{\text{kg}}{\text{ms}^2} = 455,63 \text{ Pa}$$



$$q_b \left(\frac{kg}{m^2} \right) = \frac{455,63 \frac{N}{m^2}}{9,81 \frac{N}{kgf}} = 46,44 \frac{kg}{m^2}$$

$$q_b = 46,44 \frac{kg}{m^2}$$

Cálculo del coeficiente de exposición

El coeficiente de exposición c_e para alturas sobre el terreno, z , no mayores de 200 m., puede determinarse con la expresión:

$$c_e = F \times (F + 7k)$$

$$F = k \times LN(MAX(z, Z)/L)$$

Siendo k , L , Z parámetros característicos de cada tipo de entorno, según la tabla 36:

Tabla 36 Coeficientes para tipo de entorno

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	k	L (m)	Z (m)
I Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud	0,156	0,003	1,0
II Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia	0,17	0,01	1,0
III Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles o construcciones pequeñas	0,19	0,05	2,0
IV Zona urbana en general, industrial o forestal	0,22	0,3	5,0
V Centro de negocios de grandes ciudades, con profusión de edificios en altura	0,24	1,0	10,0

Nuestro grado de aspereza del entorno es de II, por lo que las variables son $k = 0,17$, $L = 0,01$ y $Z = 1$.

La altura del punto considerado va a ser la de la estructura del seguidor solar cuando está en posición horizontal (2,5 metros).

$$F = 0,17 \times LN(MAX(2,5, 1)/0,01) = 0,9386$$

$$c_e = 0,9386 \times (0,9386 + 7(0,17)) = 1,9979 \approx 2$$

$$c_e = 2$$



Cálculo del coeficiente de presión exterior

Por último debemos calcular el coeficiente de presión, el único inconveniente es que en el documento básico, para marquesinas a un agua hay valores hasta 30° de inclinación, lo que supone que haya que hacer un proceso de iteración lineal. La tabla 37 del documento básico DB-SE-AE es la siguiente:

Tabla 37 Coeficiente de presión exterior para Marquesinas a un agua

Pendiente de la cubierta α	Efecto del viento hacia	Factor de obstrucción φ	Coeficientes de presión exterior		
			$C_{p,10}$		
			Zona (según figura)		
			A	B	C
0°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,5	1,8	1,1
	Arriba	0	-0,6	-1,3	-1,4
	Arriba	1	-1,5	-1,8	-2,2
5°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	0,8	2,1	1,3
	Arriba	0	-1,1	-1,7	-1,8
	Arriba	1	-1,6	-2,2	-2,5
10°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,2	2,4	1,6
	Arriba	0	-1,5	-2,0	-2,1
	Arriba	1	-2,1	-2,6	-2,7
15°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,4	2,7	1,8
	Arriba	0	-1,8	-2,4	-2,5
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
20°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	1,7	2,9	2,1
	Arriba	0	-2,2	-2,8	-2,9
	Arriba	1	-1,6	-2,9	-3,0
25°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,0	3,1	2,3
	Arriba	0	-2,6	-3,2	-3,2
	Arriba	1	-1,5	-2,5	-2,8
30°	Abajo	$0 \leq \varphi \leq 1$	2,2	3,2	2,4
	Arriba	0	-3,0	-3,8	-3,6
	Arriba	1	-1,5	-2,2	-2,7

Entramos en la tabla de marquesinas a un agua e interpolamos para 50° de inclinación, que es próximo a la inclinación óptima para el mes de Diciembre 47,65° (el mes más crítico). Considerando que el viento puede pasar por debajo de los paneles con un coeficiente de obstrucción entre 0 y 1. Dicha interpolación lineal se hará sobre valores de “A”, generando la siguiente función aproximada:

$$y = 0,2857 x + 0,2571$$



50 grados se obtendrían para $x = 11$ ya que estaría en undécima posición en la tabla, por lo que sustituyendo:

$$c_p = 0,2857 (11) + 0,2571 = 3,4$$

$$c_p = 3,4$$

Obtenido los valores de q_b = presión dinámica del viento, c_e = el coeficiente de exposición y c_p = el coeficiente eólico o de presión, se puede calcular la presión estática sobre el elemento:

$$q_e = q_b \times c_e \times c_p$$

$$q_e = 46,44 \frac{kg}{m^2} \times 2 \times 3,4 = 315,79 \frac{kg}{m^2}$$

$$q_e = 315,79 \frac{kg}{m^2}$$

Ya hemos calculado todas las cargas que actuarían sobre la estructura del seguidor fotovoltaico y que este deberá soportar. A continuación se expone en la tabla 38, un resumen con los resultados antes obtenidos, de todas las sobrecargas que participan sobre la estructura del seguidor.

Tabla 38 Sobrecargas soportada en estructura del seguidor DB-SE-AE

Sobrecargas soportada en estructura del seguidor DB-SE-AE			
Acciones gravitatorias			Acciones del viento
Peso propio	Carga permanente	Nieve	Viento
17 kg/m ²	12 kg/m ²	21 kg/m ²	315,79 kg/m ²

El fabricante del seguidor solar, nos asegura que la estructura aguantará las cargas debidas a las acciones gravitatorias.

El Peso propio del seguidor sin módulos fotovoltaicos es de 440 kg para una superficie de 27 m², pero nuestra superficie es de 20,48 m², por lo que el peso será 348 kg aproximadamente y podemos observar claramente que es menor que los 440 kg.

Para la carga permanente te dicen que el peso de los módulos fotovoltaicos no puede exceder de 400 kg, y sabemos los módulos pesan 18,6 kg por módulo, por lo que multiplicando por 12 módulos, obtenemos un peso total de 223,2 kg claramente es menor que los 400 kg.



La sobrecarga por nieve el fabricante nos dice que no debe exceder de los 40 kg/m² y el valor calculado es de 21 kg/m² claramente es menor que los 40 kg/m².

Con respecto a la acción del viento sobre la estructura, el fabricante nos informa que el seguidor solar se pondrá en posición de defensa (posición horizontal) cuando haya ráfagas de viento de 60 km/h y que la estructura aguantará hasta ráfagas de 120 km/h. Hemos visto en la norma que la velocidad básica en condiciones desfavorables en esta zona es 27 m/s (97,2 km/h), por lo que la estructura del seguidor debe soportar dichas inclemencias meteorológicas. Debemos recalcular la carga ya que si consideramos el viento básico del código técnico, nuestro seguidor estaría en posición de defensa.

Por lo tanto el pilar de la estructura (mástil suministrado por el fabricante) soportará todas las cargas posibles, siempre y cuando el lugar dónde se asiente, este bien diseñado, es decir tiene que tener unos buenos cimientos, para que la estructura no se vea afectada por las cargas. Un dato importante, es que el mástil irá atornillado a los cimientos.

Cálculo de cimientos:

Para calcular los cimientos vamos a considerar el caso más desfavorable de las fuerzas que actúan sobre el mástil de la estructura:

- Acciones gravitatorias
- Velocidad del viento a 60 km/h con inclinación de 50°

Las acciones gravitatorias son las mismas que en el caso anterior, solo cambiará la carga producida por el viento.

El viento que impone el código técnico, 97,2 km/h, es superior a 60 km/h, con esta velocidad nuestro seguidor se pondrá en posición horizontal (posición de defensa), la carga de 315,79 kg/m² que se produce no es real. Así que vamos a recalcular con una velocidad de 60 km/h que son aproximadamente 16 m/s, con esta velocidad y con la inclinación aproximada de 50° obtendremos la carga por viento real más desfavorable.

Recalculo de la presión estática en seguidor solar:

$$q_e = q_b \times c_e \times c_p$$



Cálculo de la presión dinámica del viento

$$q_b = 0,5 \times 1,25 \frac{kg}{m^3} \times \left(16 \frac{m}{s}\right)^2 = 160 \frac{kg}{m^2} = 160 Pa$$

$$q_b \left(\frac{kg}{m^2}\right) = \frac{160 \frac{N}{m^2}}{9,81 \frac{N}{kgf}} = 16,31 \frac{kg}{m^2} \rightarrow q_b = 16,31 \frac{kg}{m^2}$$

Cálculo del coeficiente de exposición

$$F = 0,17 \times LN(MAX(2,5, 1)/0,01) = 0,9386$$

$$c_e = 0,9386 \times (0,9386 + 7(0,17)) = 1,9979 \approx 2 \rightarrow c_e = 2$$

Calculo del coeficiente de presión exterior

$$c_p = 0,2857 (11) + 0,2571 = 3,4$$

$$c_p = 3,4$$

Obtenido los valores de q_b = presión dinámica del viento, c_e = el coeficiente de exposición y c_p = el coeficiente eólico o de presión, se puede calcular la presión estática real que actúa sobre el elemento:

$$q_e = q_b \times c_e \times c_p$$

$$q_e = 16,31 \frac{kg}{m^2} \times 2 \times 3,4 = 110,91 \frac{kg}{m^2}$$

$$q_e = 111 \frac{kg}{m^2}$$

Tabla 39 Caso más desfavorable de cargas sobre estructura seguidor

Sobrecargas reales soportada en estructura del seguidor.			
Acciones gravitatorias			Acciones del viento
Peso propio	Carga permanente	Nieve	Viento
17 kg/m ²	12 kg/m ²	21 kg/m ²	111 kg/m ²



Las estructuras estarán orientadas al sur para el cual los paneles captan la mayor cantidad de radiación solar. Los vientos que mayor carga ofrecerán sobre los anclajes serán los procedentes del norte, generando una fuerza sobre la estructura como se indica en la siguiente figura 27:

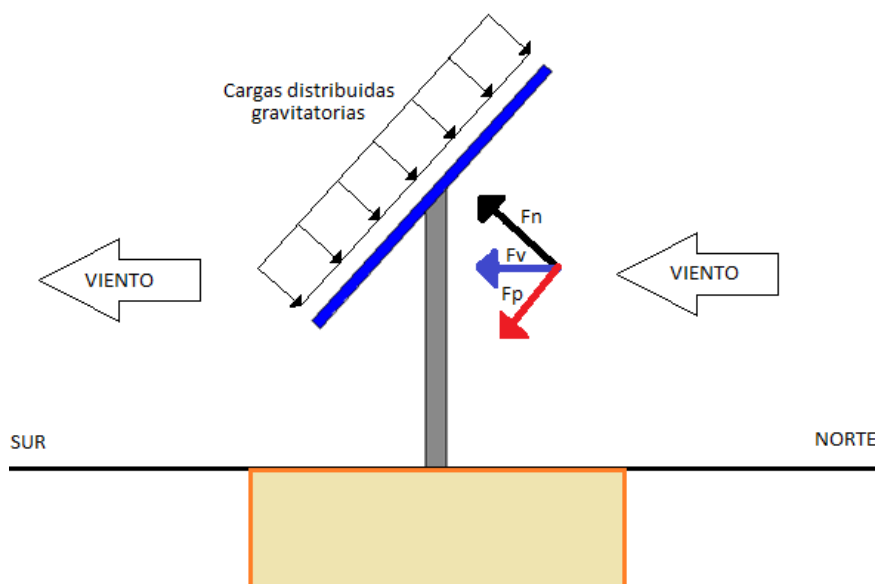


Figura 27 Acción del Viento sobre estructura del seguidor solar

El viento encontrará una superficie obstáculo de altura definida por las dimensiones de la estructura del seguidor solar y la inclinación a la que se encuentra. Cuanta mayor sea la inclinación de la estructura del seguidor, mayor será la superficie obstáculo para el viento y por tanto, mayor será la carga que ejerza el viento sobre la estructura, por éste motivo se dimensionará la estructura para que soporte la máxima carga que se dará con un ángulo de inclinación de $47,65^\circ$.

Para una inclinación de $47,65^\circ$, la superficie obstáculo que encuentra el viento viene dada por:

$$S_{\text{OBSTÁCULO}} = \text{Área}_{\text{panel}} \times \sin(\beta) = 20,48 \text{ m}^2 \times \sin(47,65^\circ) = 15,14 \text{ m}^2$$

La fuerza que el viento ejerce sobre la superficie obstáculo ofrecida por los paneles solares viene dada en forma de presión estática, calculada anteriormente, con un valor de 111 kg/m^2 , por tanto la fuerza total (F_v) que el viento ejerce sobre los paneles es de $1680,54 \text{ kgf}$ y equivale aproximadamente a unos $16,47 \text{ kN}$.



Esta fuerza ejercida sobre el seguidor solar, parte de ella se pierde al deslizarse por la superficie de la estructura del seguidor ya que no están totalmente perpendiculares al viento. La fuerza total que se ejerce sobre la estructura se puede descomponer en dos componentes de diferente dirección: F_p cuya dirección es paralela a la superficie de la estructura y no ejerce fuerza sobre el mismo al deslizarse el viento y F_n cuya dirección es perpendicular a la superficie de la estructura y es la fuerza que realmente ejerce la carga sobre la superficie soporte.

El valor de F_n viene dado por el ángulo de inclinación de la estructura:

$$F_n = F_v \times \sin(\beta) = 16,47 \text{ kN} \times \sin(47,65^\circ) = 12,17 \text{ kN}$$

Una vez calculada esta fuerza, pasamos a calcular la fuerza debida a las cargas distribuidas por acciones gravitatorias, vamos a considerar el peso propio de la estructura y el peso de los módulos fotovoltaicos. La carga por nieve no se considera, ya que los cálculos están realizados para cuando la estructura está en posición horizontal y además si no la tenemos en cuenta, se sobredimensiona los cimientos, por lo que es favorable.

Se pueden sumar las cargas distribuidas de peso propio y peso de los módulos, ya que van en la misma dirección y sentido, resultando 29 kg/m^2 . Si multiplicamos por la superficie de la estructura sobre la que se asientan los módulos, $20,48 \text{ m}^2$, obtenemos la fuerza unitaria en kg que hace la acción gravitatoria sobre la estructura del seguidor, justo en el centro de la estructura que es el punto más alto del mástil (2,5 metros).

$$Q_p = 29 \frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \times 20,48 \text{ m}^2 = 593,92 \text{ kgf} \rightarrow Q_p = 5,83 \text{ kN}$$

A continuación se muestra en la tabla 40 las fuerzas calculadas que actúan sobre el mástil de la estructura:

Tabla 40 Fuerzas sobre el mástil de la estructura (2,5 metros)

Fuerzas sobre mástil de la estructura (2,5 metros)			
Acciones gravitatorias			Acciones del viento
Peso propio	Carga permanente	Nieve	Viento
5,83 kN		-	16,47 kN



Las fuerzas Q_p y F_n están en la misma dirección pero en sentido contrario, vamos a descomponer sus fuerzas sobre los ejes X e Y, como se muestra en la figura 28:

Q_p :

$$Q_{p_x} = Q_p \times \sin(\beta) = 5,83 \text{ kN} \times \sin(47,65^\circ) = 4,309 \text{ kN}$$

$$Q_{p_y} = -Q_p \times \cos(\beta) = -5,83 \text{ kN} \times \cos(47,65^\circ) = -3,927 \text{ kN}$$

F_n :

$$F_{n_x} = -F_n \times \sin(\beta) = -16,47 \text{ kN} \times \sin(47,65^\circ) = -12,172 \text{ kN}$$

$$F_{n_y} = F_n \times \cos(\beta) = 16,47 \text{ kN} \times \cos(47,65^\circ) = 11,095 \text{ kN}$$

Sumando las fuerzas que van en la misma dirección obtenemos las fuerzas totales en X y en Y:

$$F_{T_x} = -7,863 \text{ kN}$$

$$F_{T_y} = 7,168 \text{ kN}$$

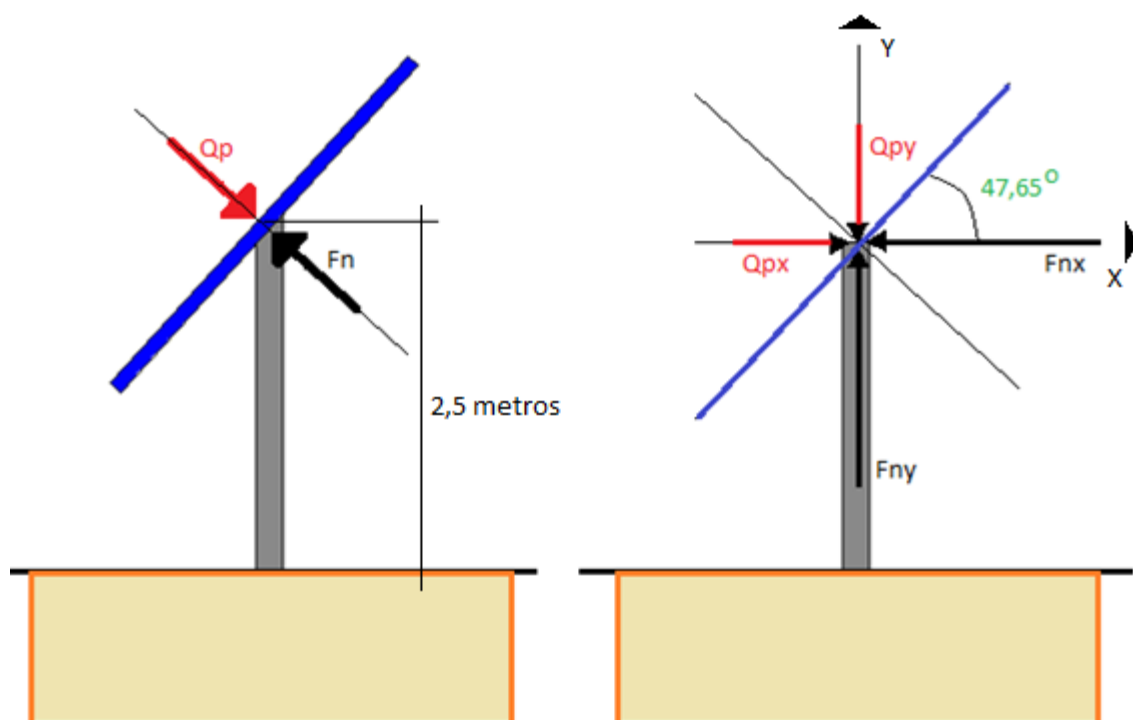


Figura 28 Descomposición de Fuerzas sobre Mástil



El mástil estará sometido a un esfuerzo cortante F_{tx} y a un esfuerzo normal de tracción F_{ty} . Ahora queremos saber a los esfuerzos que está sometida la zapata. En la superficie del cemento habrá que considerar 3 esfuerzos, un esfuerzo cortante F_{tx} , un momento flector M_{Fz} ocasionado por este cortante y la longitud del mástil (2,5 metros) y un esfuerzo normal de tracción F_{ty} tal y como se indica en la figura 29.

$$F_{Tx} = -7,863 \text{ kN}$$

$$F_{Ty} = 7,168 \text{ kN}$$

$$M_{Fz} = 19,66 \text{ kNm}$$

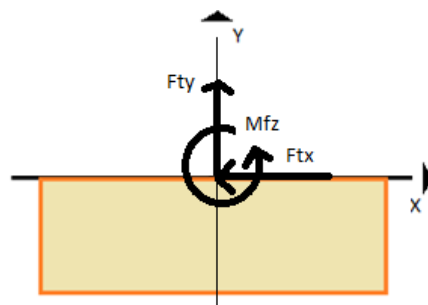


Figura 29 Cargas en la superficie de la zapata

Dimensionado. Comprobación al vuelco:

Esta comprobación que debe efectuarse en zapatas sometidas a momentos o fuerzas horizontales es la seguridad al vuelco (figura 30). El problema se reduce a comprobar que el llamado momento de vuelco afectado por un coeficiente de seguridad (por norma 1.5) es inferior al momento estabilizador, para ello se toma momentos respecto al eje -O-.

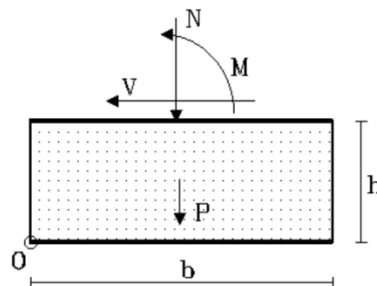


Figura 30 Cargas de comprobación al vuelco

$$\frac{(N + P)b}{2} \geq (M + Vx h) \times \gamma_s$$

Siendo:

N, M, V = Esfuerzos en base de pilar.



P = Peso propio de la zapata.

b = ancho de la zapata.

h = altura o canto de la zapata.

γ_s = coeficiente de seguridad de valor 1.5.

Zapata 2,1 x 1,8 x 0,6:

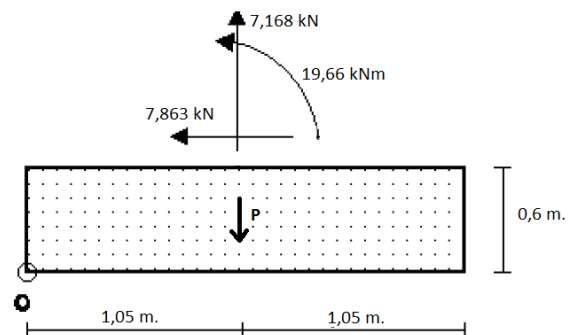


Figura 31 Solicitaciones zapata 2,1 x 1,8 x 0,6

Para el peso de la zapata vamos a considerar que esta relleno de hormigón armado pretensado con densidad de 2500 kg/m³. El peso de la zapata será la densidad del hormigón multiplicado por el volumen de la zapata.

$$P = \frac{2500 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \times 9,81 \frac{\text{N}}{\text{kgf}}}{1000 \frac{\text{N}}{\text{kN}}} \times 2,1 \times 1,8 \times 0,6 = 55,62 \text{ kN}$$

Conocemos todos los datos por lo que solo hace falta sustituir en la fórmula de comprobación al vuelco:

$$\frac{(N + P) \times b}{2} \geq (M + V \times h) \times \gamma_s$$

$$\frac{(-7,168 + 55,62) \times 2,1}{2} \geq (19,66 + 7,863 \times 0,6) \times 1,5$$

$$50,875 \text{ kNm} \geq 36,567 \text{ kNm}$$

La zapata 2,1 x 1,8 x 0,6 m³ escogida es la más ajustada para el asentamiento del Mástil del Seguidor solar. Por lo tanto se deberán realizar 242 zapatas centradas aisladas de volumen 2,1 x 1,8 x 0,6 m³.



2.1.5.Ficha de instalación

A continuación voy a mostrar unas tablas que son de importancia en nuestra instalación, como son: tabla 41 de características fundamentales de módulo solar, tabla 42 de 12 módulos solares fotovoltaicos en serie asentados sobre seguidor solar, tabla 43 de característica del Subcampo (11 seguidores en paralelo) y por último una tabla 44 en la que se recogen las características principales de la instalación del generador solar de 500 kW.

Tabla 41 Características fundamentales del módulo solar X21-345

Características (STC)	X21-345	Unidades
Potencia nominal (P_{nom})	345	W
Eficiencia media del panel	21,50	%
Tensión en el punto de máxima potencia (V_{mpp})	57,3	V
Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mpp})	6,02	A
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	68,2	V
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	6,39	A
Coeficiente de temperatura de potencia	-0,3	%/°C
Coeficiente de temperatura de voltaje	-167,4	mW/°C
Coeficiente de temperatura de corriente	3,5	mA/°C
Peso del módulo fotovoltaico	18,6	kg

Tabla 42 Disposición de 12 módulos en serie sobre seguidor

Nº de módulos en serie	12	Uds.
Potencia (P_{nom})	4,14	kW
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	6,39	A
Corriente para punto de máxima potencia (I_{mpp})	6,02	A
Tensión en circuito abierto (V_{oc})	818,4	V
Tensión para punto de máxima potencia (V_{mpp})	687,6	V



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 169

Tabla 43 Instalación en paralelo de 11 seguidores en 1 Subcampo

Nº de seguidores en paralelo	11	Uds.
Potencia (P_{nom})	45,54	kW
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	70,29	A
Corriente para punto de máxima potencia (I_{mpp})	66,22	A
Tensión en circuito abierto (V_{oc})	818,4	V
Tensión para punto de máxima potencia (V_{mpp})	687,6	V

Tabla 44 Instalación generador fotovoltaico de 500 kW

Módulos en serie sobre seguidor	12	Uds.
Seguidores solar paralelos	121	Uds.
Nº de módulos solares	1452	Uds.
Potencia máxima teórica ($P_{M,th}$)	525,35	kW
Potencia real del generador fotovoltaico (P_{nom})	500,94	kW
Corriente de cortocircuito (I_{cc})	773,19	A
Corriente para punto de máxima potencia (I_{mpp})	728,42	A
Tensión en circuito abierto (V_{oc})	818,4	V
Tensión para punto de máxima potencia (V_{mpp})	687,6	V
Potencia nominal de entrada del inversor ($P_{in,nom}$)	518	kW
Conexión a red	Trifásica	3 AC



2.1.6.Cálculo de secciones y aparamenta de la instalación

A continuación se va a realizar los cálculos correspondientes a los cables que distribuyen la energía para ser consumida, estos cálculos pretenden obtener la sección de los cables y posteriormente seleccionar los elementos de protección que protegerían a dicha instalación, antes de nada debemos saber que fórmulas serán las que se utilicen para realizar de manera adecuada estos cálculos, a continuación se presentan dichas fórmulas en los siguientes apartados.

2.1.6.1. Corriente Continua en Baja Tensión ITC-BT-07:

Intensidad de diseño:

$$I_b = \frac{P}{V}$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño

$P \rightarrow$ Potencia activa de la línea

$V \rightarrow$ Tensión CC

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Una vez calculado esta intensidad deberemos aplicar los siguientes factores de protección:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Este factor depende de la temperatura a la que esté el terreno ($^{\circ}\text{C}$) y el tipo de cubierta de protección que tendrá nuestro el conductor XLPE (90°C) y PVC (70°C):

Tabla 45 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-07)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67



Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Este factor depende de la resistividad térmica del terreno Km/W:

Tabla 46 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-07)

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Multipolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Es cuando por un mismo canal o conductos discurren varios circuitos a la vez y depende de la distancia que haya entre ellos y la cantidad de circuitos:

Tabla 47 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-07)

Factor de corrección por agrupamiento								
Separación entre los cables	Número de cables							
	2	3	4	5	6	8	10	12
d=0 (en contacto)	0,8	0,7	0,64	0,6	0,56	0,53	0,5	0,47
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Este factor depende de la profundidad (m) a la que está instalado el cable conductor:

Tabla 48 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-07)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97	0,95



Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT})



Se aplicará un factor de corrección de 0,8 por ir enterrado en zanjas bajo tubo.

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}}$$

Una vez corregida la intensidad de diseño por los factores de corrección pertinentes, podemos meternos con esa intensidad a las tablas y buscar valores superiores a esta intensidad (admisible), una vez escogido la intensidad admisible por el conductor podremos saber que sección tendrá el conductor que vamos a utilizar.

Tabla 49 Intensidad admisible de los cables de cobre (L. monofásicas) (ITC-BT-07)

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Dos cables unipolares			Cable multipolar		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	88	85	77	80	78	68
10	117	115	104	107	104	91
16	153	147	134	140	134	118
25	196	189	171	183	171	153
35	232	226	208	220	214	183
50	281	275	245	263	251	220
70	343	330	300	318	306	269
95	398	398	355	379	373	324
120	465	455	410	434	428	373
150	520	508	453	490	477	416
185	588	575	514	551	539	471
240	673	661	594	637	618	545
300	759	747	673	722	692	618
400	863	845	753	814	790	698
500	967	949	839	-	-	-
630	1084	1065	943	-	-	-



Cuando seleccionemos la intensidad admisible por el conductor, deberemos aplicarle los factores de corrección de manera inversa, obteniendo así la intensidad admisible corregida:

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U = \frac{2 \times R \times P}{U} \rightarrow \Delta U(\%) = \frac{\Delta U}{U} \times 100$$

Se tendrá en cuenta la caída de tensión desde el inicio de la instalación, por lo que esta irá aumentando conforme va hacia aguas abajo de la instalación.

$\Delta U \rightarrow$ Caída de tensión

$P \rightarrow$ Potencia instalada

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en Ω/km

Resistencia de línea:

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)}$$

$\rho_{90} \rightarrow$ Resistividad en función del conductor y su aislamiento. Para el cobre XLPE se obtiene un valor de $(0,023 \Omega/\text{mm}^2)$

$L \rightarrow$ Longitud de la línea

$S \rightarrow$ Sección de la línea

Se cumplirá criterio de la caída de tensión si $\Delta U(\%) < 1,5\%$

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

En placas fotovoltaicas hasta entrada inversor:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea:

$$I_{pcc}I = \frac{P_{cc}}{Ct \times U}$$

Siendo:

$I_{pcc}I$: Intensidad permanente de c.c. en inicio de línea en A.

P_{cc} : Potencia de cortocircuito de las placas:

$$P_{cc} = n \times V_{oc} \times I_{sc}$$

Siendo:

n : nº de placas en serie (12).

V_{oc} = Tensión en circuito abierto en V

I_{sc} = Intensidad de cortocircuito en A

Ct : Coeficiente de tensión (0,8).

U : Tensión CC en V.

$$I_{pcc}I = \frac{n \times V_{oc} \times I_{sc}}{Ct \times U}$$



Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea:

$$I_{pccF} = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

I_{pccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

Ct → Coeficiente de tensión (0,8)

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia total en Ω , incluyendo la propia de la línea o circuito (por tanto, es igual a la resistencia en origen más la propia del conductor o línea)

La resistencia total hasta el punto de cortocircuito será:

R : $R_1 + R_2 + \dots + R_n$ (suma de las resistencias de las líneas aguas arriba hasta el punto de c.c.)

Con estas consideraciones debemos elegir un elemento de protección (Fusible ó PIA de Corriente Continua para instalación fotovoltaica) que proteja adecuadamente las instalaciones, para esto debe cumplir lo siguiente:

Fusible:

Criterio energético: $(I^2 t)_{dispositivo} < (k \times S)^2_{admisible} \rightarrow t_c < 100 \text{ ms}$

Dónde:

$I^2 t$ = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

También se debe cumplir:

$PdC > I_{cc}$ (PdC : Poder de Corte del dispositivo)

$I_{cc} > I_2$

Interruptores automáticos

$PdC > I_{cc}$ (PdC : Poder de Corte del dispositivo)

$I_{cc} > I_{MAG}$

Curvas características $\rightarrow 4I_n \leq I_m \leq 7I_n$ (Para protección con interruptores automáticos dotados de Relé Electromagnético). Por debajo del valor I_m , actúa el relé térmico (sobrecargas), por encima, el electromagnético (cortocircuitos).



2.1.6.2. Corriente Alterna en Baja Tensión ITC-BT-07:

Intensidad de diseño:

$$I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_L \times \cos \varphi}$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño

$P \rightarrow$ Potencia activa

$V_L \rightarrow$ Tensión de línea

$\cos \varphi \rightarrow$ Factor de potencia (Inversor a su salida tiene valor 1)

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Una vez calculado esta intensidad deberemos aplicar los siguientes factores de protección:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Este factor depende de la temperatura a la que esté el terreno ($^{\circ}\text{C}$) y el tipo de cubierta de protección que tendrá nuestro el conductor XLPE (90°C) y PVC (70°C):

Tabla 45 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-07)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Este factor depende de la resistividad térmica del terreno Km/W:

Tabla 46 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-07)

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Multipolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69



Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Es cuando por un mismo canal o conductos discurren varios circuitos a la vez y depende de la distancia que haya entre ellos y la cantidad de circuitos:

Tabla 47 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-07)

Factor de corrección por agrupamiento								
Separación entre los cables	Número de cables							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,8	0,7	0,64	0,6	0,56	0,53	0,5	0,47
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Este factor depende de la profundidad (m) a la que está instalado el cable conductor:

Tabla 48 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-07)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97	0,95

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Se aplicará un factor de corrección de 0,8 por ir enterrado en zanjas bajo tubo.

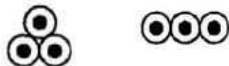

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}}$$

Una vez corregida la intensidad de diseño por los factores de corrección pertinentes, podemos meternos con esa intensidad a las tablas y buscar valores superiores a esta intensidad (admisible), una vez escogido la intensidad admisible por el conductor podremos saber que sección tendrá el conductor que vamos a utilizar.



Tabla 50 Intensidad admisible de los cables de cobre (L. trifásicas) (ITC-BT-07)

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares			1 cable tripolar o tetrapolar		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	325	325	290	310	305	265
120	380	372	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505

Cuando seleccionemos la intensidad admisible por el conductor, deberemos aplicarle los factores de corrección de manera inversa, obteniendo así la intensidad admisible corregida:

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}$$

Se calculará el neutro según la tabla siguiente:

Tabla 51 Sección del neutro (ITC-BT-07.1)

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

Trifásica:

$$\Delta U_{III} = \frac{R \times P}{U} \rightarrow \Delta U_{III}(\%) = \frac{\Delta U_{III}}{U} \times 100$$

No tendrá reactancia inductiva la línea ya que el factor de potencia es igual a la unidad.

$\Delta U_{III} \rightarrow$ Caída de tensión trifásico en la línea

$P \rightarrow$ Potencia instalada

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en Ω/km

Resistencia de línea:

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$\rho_{90} \rightarrow$ Resistividad en función del conductor y su aislamiento. Para el cobre XLPE se obtiene un valor de $(0,023 \Omega/\text{mm}^2)$

$L \rightarrow$ Longitud de la línea

$S \rightarrow$ Sección de la línea

Se cumplirá criterio de la caída de tensión si $\Delta U(\%) < 1,5\% < 2\%$

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:



Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = \frac{Ct \times U}{\sqrt{3} \times (R_{Aa})}$$

$IpccI \rightarrow$ Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$Ct \rightarrow$ Coeficiente de tensión (0,8)

$U \rightarrow$ Tensión trifásica en V

$R_{Aa} \rightarrow$ Impedancia Aguas arriba del Inversor:

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{\sqrt{3} \times (R + R_{Aa})}$$

$IpccF \rightarrow$ Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$Ct \rightarrow$ Coeficiente de tensión (0,8)

$U \rightarrow$ Tensión trifásica en V

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$R_{Aa} \rightarrow$ Impedancia Aguas arriba del Inversor

Con estas consideraciones debemos elegir un elemento de protección (Fusible) que proteja adecuadamente las instalaciones, para esto debe cumplir lo siguiente:

Fusible:

Criterio energético: $(I^2 t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2 \rightarrow t_c < 100 \text{ ms}$



Dónde:

I^2t = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

También se debe cumplir:

$PdC > I_{cc}$ (PdC : Poder de Corte del dispositivo)

$I_{cc} > I_2$

2.1.6.3. Corriente Alterna en Media Tensión (Subterránea) ITC-LAT-06:

Intensidad de diseño:

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_L}$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño

$S \rightarrow$ Potencia aparente

$V_L \rightarrow$ Tensión de línea

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Una vez calculado esta intensidad deberemos aplicar los siguientes factores de protección:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Este factor depende de la temperatura a la que esté el terreno ($^{\circ}\text{C}$) y el tipo de cubierta de protección que tendrá nuestro el conductor XLPE (90°C) y HEPR (105°C):

Tabla 52 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-LAT-06)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1	0,97	0,94	0,9	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78



Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Este factor depende de la resistividad térmica del terreno Km/W y de la sección del cable conductor en mm²:

Tabla 53 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K m/W				
		0,8	0,9	1	1,5	2
Cables en interior de tubos enterrados	150	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	185	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	240	1,15	1,12	1,1	1	0,92

Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Es cuando por un mismo canal o conductos discurren varios circuitos a la vez y depende de la distancia que haya entre ellos y la cantidad de circuitos:

Tabla 54 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Separación de los ternos (d)	Número de ternas en la zanja				
		2	3	4	5	6
Cables en interior de tubos enterrados	En contacto 0	0,8	0,7	0,64	0,6	0,57
	0,2 m	0,83	0,75	0,7	0,67	0,64
	0,4 m	0,87	0,8	0,77	0,74	0,72
	0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78
	0,8 m	0,9	0,86	0,84	0,82	0,81

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Este factor depende de la profundidad (m) a la que está instalado el cable conductor y la sección mm²:

Tabla 55 Factor de corrección por profundidad (ITC-LAT-06)

Profundidad (m)	Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	> 185 mm ²
0,5	1,06	1,08
0,6	1,04	1,06
0,8	1,02	1,03
1	1	1


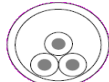


Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P}$$

Una vez corregida la intensidad de diseño por los factores de corrección pertinentes, podemos meternos con esa intensidad a la tabla y buscar valores superiores a esta intensidad (admisible), una vez escogido la intensidad admisible por el conductor podremos saber que sección tendrá el conductor que vamos a utilizar.

Tabla 56 Intensidad admisible de los cables de aluminio (ITC-LAT-06)

Tensión nominal del cable 12/20kV				
Sección AL (mm ²)	DIRECTAMENTE ENTERRADOS		BAJO TUBO	
				
	XLPE	HEPR	XLPE	HEPR
50	140	145	130	135
70	170	180	160	170
95	205	215	190	200
120	235	245	215	230
150	260	275	245	255
185	295	315	280	290
240	345	365	320	345
300	390	410	365	390
400	445	470	415	450

Cuando seleccionemos la intensidad admisible por el conductor, deberemos aplicarle los factores de corrección de manera inversa, obteniendo así la intensidad admisible corregida:

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III} = L \times I \times \sqrt{3} \times ((R \times \cos \varphi) + (X \times \sin \varphi))$$

ΔU_{III} → Caída de tensión trifásico en la línea

L → Longitud de la línea en km

I → Intensidad que circula por la línea

R → Resistencia de la línea en Ω/km

X → Reactancia de la línea Ω/km

$\cos \varphi$ = factor de potencia (tomamos el valor 0,9)

Tabla 57 Resistencia, reactancia y capacidad en cable 12/20kV (ITC-LAT-06)

Tensión nominal del cable 12/20kV			
Sección nominal Al HEPR (mm ²)	Resistencia máxima en c.a. y a 105°C Ω/km	Reactancia por fase en Ω/km	Capacidad en $\mu\text{F}/\text{km}$
95	0,43	0,118	0,283
150	0,277	0,11	0,333
240	0,168	0,102	0,435

Sustituyendo valores de la tabla obtendremos la caída de tensión:

$$\Delta U_{III} = L \times I \times \sqrt{3} \times ((R \times \cos \varphi) + (X \times \sin \varphi))$$

Su porcentaje será:

$$\Delta U_{III}(\%) = \frac{\Delta U_{III}}{20E3} \times 100\%$$

Se cumplirá criterio de la caída de tensión si $\Delta U_{III}(\%) < 5\%$

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

I_b → Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

I_n → Intensidad nominal del elemento de protección.



$I_2 \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Deben considerarse, en la protección, las intensidades máximas de cortocircuito admisibles para los conductores y las pantallas correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos.

I_{cc} máxima a soportar por la línea a partir de la potencia de cortocircuito de los datos iniciales:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc} \times 1000}{\sqrt{3} \times V_L}$$

$I_{cc} \rightarrow$ Intensidad de cortocircuito máxima a soportar por la línea en A

$S_{cc} \rightarrow$ Potencia de cortocircuito (empresa suministradora Iberdrola \rightarrow 350MVA)

$V_L \rightarrow$ Tensión de línea en kV

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores:

$$I_{ccadm} = \frac{k \times S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

La siguiente tabla recoge los resultados de aplicación de la fórmula:

Tabla 58 Densidades máximas de I_{cc} cable Al 12/20kV (ITC-LAT-06)

Densidades máximas de corriente de cortocircuito en los conductores de aluminio, en A/mm ² , de tensión nominal 12/20 kV											
Tipo de Aislamiento	$\Delta\theta$ (K)	Duración del cortocircuito t_{cc} (segundos)									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1	1,5	2	2,5	3
XLPE	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51



Dependiendo del tipo de aislamiento y la duración del cortocircuito, se podrán tener diferentes densidades máximas de corriente de cortocircuito (A/mm^2), multiplicando por la sección del conductor obtendremos la máxima corriente de cortocircuito que puede soportar dicho conductor y esta debe ser mayor que la intensidad de cortocircuito previsible.

$$I_{CC150} = d \frac{A}{mm^2} \times S \text{ mm}^2 > I_{cc}$$

Intensidades de cortocircuito admisibles en la pantalla:

Es interesante saber la intensidad de cortocircuito admisible en las pantallas de cobre que recubren al conductor, para seleccionar la pantalla adecuada que deber proteger al cable.

Tabla 59 Intensidades de cortocircuito en pantallas de cobre (ITC-LAT-06)

Intensidades de cortocircuito admisible en la pantalla de cobre, en kA										
Tipo de Aislamiento	Sección (mm ²)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos								
		0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
HEPR	16	6,08	4,38	3,58	2,87	2,12	1,72	1,59	1,41	1,32
	25	8,46	6,85	4,85	4,49	3,32	2,77	2,49	2,12	2,01

Con estas consideraciones debemos elegir un elemento de protección (Fusible) que proteja adecuadamente las instalaciones, para esto debe cumplir lo siguiente:

Fusible:

$$t_{CC\text{dispositivo}} < t_{mcic} \text{ (5 s)}$$

$$PdC > I_{cc} \text{ (PdC: Poder de Corte del dispositivo)}$$

$$I_{cc} > I_2$$

Una vez finalizado la presentación de los cálculos que se realizan en este apartado, se procede a utilizar dichas fórmulas y tablas para seleccionar la sección del cable conductor adecuado y la aparamenta que la protegerá.



2.1.6.4. Líneas de Evacuación de la energía en Corriente Continua en Baja Tensión

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 60 un resumen con los valores de potencia, intensidad y voltaje de 1 seguidor solar, 11 seguidores solares y 22 seguidores solares. Valores que serán útiles para el cálculo de líneas.

Tabla 60 Características eléctricas seguidores solares

1 seguidor solar		
Pnom	4,14	kW
Impp	6,02	A
Vmpp	687,6	V
Icc	6,39	A
Voc	818,4	V
11 seguidores solares		
Pnom	45,54	kW
Impp	66,22	A
Vmpp	687,6	V
Icc	70,29	A
Voc	818,4	V
22 seguidores solares		
Pnom	91,08	kW
Impp	132,44	A
Vmpp	687,6	V
Icc	140,58	A
Voc	818,4	V

A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP1_DC, que es el tramo que conecta el cuadro general de protección 1, CGP1, a la entrada del inversor. El cuadro general de protección 1, CGP1, protege a los subcampos 1 y 2, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP1_DC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los subcampos (1 y 2) al cuadro general de protección CGP1.



2.1.6.4.1. Línea LCGP1_DC entrada inversor – cuadro general de protección CGP1:

- Cable unipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 108,8 metros
- Potencia instalada: 91,08 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 5 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Imp_{p22} = 132,44 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura del terreno (f_T)

Tabla 45 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-07)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 46 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-07)

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Multipolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69



Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Tabla 47 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-07)

Factor de corrección por agrupamiento								
Separación entre los cables	Número de cables							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,8	0,7	0,64	0,6	0,56	0,53	0,5	0,47
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Tabla 48 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-07)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97	0,95

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT})

Se aplicará un factor de corrección de 0,8 por ir enterrado en zanjas bajo tubo.



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{132,4}{1 \times 1 \times 0,62 \times 1 \times 0,8} = 267,02 \text{ A}$$



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 49 Intensidad admisible de los cables de cobre (L. monofásicas) (ITC-BT-07)

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Dos cables unipolares			Cable multipolar		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
70	343	330	300	318	306	269
95	398	398	355	379	373	324
120	465	455	410	434	428	373

$$I_z = 465 \text{ A} \rightarrow 120 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 465 \times 1 \times 1 \times 0,62 \times 1 \times 0,8 = 230,64 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U = \frac{2 \times R \times P}{U}$$

$\Delta U \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea.

$U \rightarrow$ Tensión de la línea

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{108,8}{120} = 20,85 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U = \frac{2 \times 20,85 \times 10^{-3} \times 91,08 \times 10^3}{687,6} = 5,52 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,803 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 120 mm² ya que la caída de tensión es del 0,803 % < 1,5 %



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$132,44 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 230,64 \text{ A}$$

$$\text{Fusible } I_n = 160 \text{ A}$$

$$\text{Fusible } I_2 = 1,60 \times I_n$$

$$1,60 \times 160 \text{ A} \leq 1,45 \times 230,64 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un fusible con intensidad nominal de 160 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea en este tramo es la suma de todas las intensidades de cortocircuito de final de línea que conectan a esta última:

$$I_{pccI} = \sum_{n=1}^{22} I_{pccF_n} = 36,5 \text{ kA}$$



Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

I_{pccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

Ct → Coeficiente de tensión (0,8)

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (20,85 E-3)

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 20,85 \times 10^{-3}} = 13,19 \text{ kA}$$

Se instalarán dos **FUSIBLES** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 160 \text{ A}$** , con Poder de Corte **$PdC = 50 \text{ kA}$** , al principio de línea y a la entrada del Inversor.

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)^2_{admisible}$$

$$t_c < 100 \text{ ms}$$

I^2t = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

Tabla 61 Valor k según tipo de cable y aislamiento (UNE 20460-4-43)

	Aislamiento de los conductores							
	PVC 70°C ≤ 300 mm²	PVC 70°C > 300 mm²	PVC 90°C ≤ 300 mm²	PVC 90°C > 300 mm²	PR/EPR	Goma 60 °C	Mineral	Mineral
	Con PVC		Desnudo					
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material del conductor								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115 ^{u)}	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-

$$(k \times S)^2_{admisible} = (143 \times 120)^2 = 2,94 \times 10^8 \text{ A}^2\text{s}$$

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)^2_{admisible}$$

Fusible PV-160A-01XL-B: **$I^2t = 2,81 \times 10^4 \text{ A}^2\text{s}$**



2.1.6.4.2. SUBCAMPO 1

Línea LS1_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 45 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-07)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 46 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-07)

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Multipolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69



Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Tabla 47 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-07)

Factor de corrección por agrupamiento								
Separación entre los cables	Número de cables							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,8	0,7	0,64	0,6	0,56	0,53	0,5	0,47
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Tabla 48 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-07)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97	0,95

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT})

Se aplicará un factor de corrección de 0,8 por ir enterrado en zanjas bajo tubo.



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 49 Intensidad admisible de los cables de cobre (L. monofásicas) (ITC-BT-07)

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Dos cables unipolares			Cable bipolar		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	88	85	77	80	78	68
10	117	115	104	107	104	91
16	153	147	134	140	134	118

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I'_z = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

R \rightarrow Resistencia de la línea en ohmios

P \rightarrow Potencia en vatios transportada por la línea

U' \rightarrow Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{71,6}{6} = 274,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 274,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 3,33 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,48\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,48% < 1,5 %



Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,80 \% + 0,48 \% = 1,29\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,29\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \text{ } I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \text{ } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = P_{cc} / (C_t \times U)$$

I_{pccI} → Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

P_{cc} → Potencia de cortocircuito de las placas

C_t → Coeficiente de tensión (0,8)

U → Tensión monofásica en V

$$P_{cc} = n \times V_{oc} \times I_{sc}$$

n → nº de placas en serie (12)

V_{oc} → Tensión en circuito abierto en V

I_{sc} → Intensidad de cortocircuito en A

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{C_t \times U}{2 \times R}$$

I_{pccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

C_t → Coeficiente de tensión (0,8)

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (274,5 E-3)

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 274,5 \times 10^{-3}} = 1 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico= **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{61,7}{6} = 236,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 236,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 2,87 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,42\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,42\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,80\% + 0,42\% = 1,22\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,22\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \ I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \ I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 236,5 \times 10^{-3}} = 1,16 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{51,8}{6} = 198,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 198,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 2,4 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,35 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,35\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,80\% + 0,35\% = 1,15\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,15\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_n = 20 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (Ct \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 198,6 \times 10^{-3}} = 1,39 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico= **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{41,9}{6} = 160,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 160,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 1,95 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,28 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,28\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,80\% + 0,28\% = 1,09\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,09\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \ I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \ I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 160,6 \times 10^{-3}} = 1,71 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{32}{6} = 122,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 122,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 1,49 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,22 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,22\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,8\% + 0,22\% = 1,02\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,02\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \text{ } I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \text{ } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 122,7 \times 10^{-3}} = 2,24 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico= **$7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{22,1}{6} = 84,72 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 84,72 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 6,90} = 1,03 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,15 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,15\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,8\% + 0,15\% = 0,95\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $0,95\% < 1,5\%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \ I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \ I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 84,72 \times 10^{-3}} = 3,25 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 3,25 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{32}{6} = 122,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 122,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 1,49 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,22 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,22\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,8\% + 0,22\% = 1,02\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,02\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \ I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \ I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 122,7 \times 10^{-3}} = 2,24 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico= **$7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{41,9}{6} = 160,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 160,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 1,95 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,28 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,28\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,80\% + 0,28\% = 1,09\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,09\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \ I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \ I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 160,6 \times 10^{-3}} = 1,71 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{51,8}{6} = 198,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 198,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 2,4 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,35 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,35\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,80\% + 0,35\% = 1,15\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,15\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \ I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \ I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 198,6 \times 10^{-3}} = 1,39 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico= **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{61,7}{6} = 236,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 236,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 2,87 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,42\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,42\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,80\% + 0,42\% = 1,22\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,22\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \ I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \ I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 236,5 \times 10^{-3}} = 1,16 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS1_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$\Delta U' \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios

$P \rightarrow$ Potencia en vatios transportada por la línea

$U' \rightarrow$ Tensión de la línea real

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{71,6}{6} = 274,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 274,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,52} = 3,33 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,48\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,48\% < 1,5\%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,80\% + 0,48\% = 1,29\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,29\% < 1,5\%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$



$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \ I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \ I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{2 \times R}$$

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 274,5 \times 10^{-3}} = 1 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico= **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



2.1.6.4.3. SUBCAMPO 2

Las líneas que salen de los seguidores solares del Subcampo 2 son simétricas respecto a las del Subcampo 1 por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos en el Subcampo 1, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de las líneas, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas del Subcampo 1:

Línea LS2_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,29\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS2_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,22\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS2_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,15\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS2_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,09\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS2_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,02\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 2,24 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$

Línea LS2_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,95\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 3,25 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 3,25 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS2_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,02\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS2_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,09\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS2_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,15\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS2_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,22\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS2_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,29\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP2_DC, que es el tramo que conecta el cuadro general de protección 2, CGP2, a la entrada del inversor. El cuadro general de protección 2, CGP2, protege a los subcampos 3 y 4, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP2_DC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los subcampos (3 y 4) al cuadro general de protección CGP2.



2.1.6.4.4. Línea LCGP2_DC entrada inversor – cuadro general de protección CGP2:

- Cable unipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 86,9 metros
- Potencia instalada: 91,08 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 5 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_{22} = 132,44 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,62

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{132,4}{1 \times 1 \times 0,62 \times 1 \times 0,8} = 267,02 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 465 \text{ A} \rightarrow 120 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 465 \times 1 \times 1 \times 0,62 \times 1 \times 0,8 = 230,64 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U = \frac{2 \times R \times P}{U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{86,9}{120} = 16,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U = \frac{2 \times 16,7 \times 10^{-3} \times 91,08 \times 10^3}{687,6} = 4,42 \text{ V}$$

$$\Delta U(\%) = \frac{4,42}{687,6} \times 100 \% = \mathbf{0,64 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 120 mm² ya que la caída de tensión es del 0,64% < 1,5 %

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$132,44 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 230,64 \text{ A}$$

$$\mathbf{Fusible I_n = 160 \text{ A}}$$

$$Fusible I_2 = 1,60 \times I_n$$

$$1,60 \times 160 \text{ A} \leq 1,45 \times 230,64 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un FUSIBLE con intensidad nominal de 160 A para proteger frente a sobrecargas.



• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea en este tramo es la suma de todas las intensidades de cortocircuito de final de línea que conectan a esta última:

$$I_{pccI} = \sum_{n=1}^{22} I_{pccF_n} = 36,5 \text{ kA}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{Ct \times U}{2 \times R} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 16,7 \times 10^{-3}} = 16,51 \text{ kA}$$

Se instalarán dos **FUSIBLES** de CC de Intensidad nominal **In = 160 A**, con Poder de Corte **PdC = 50 kA**, al principio de línea y a la entrada del Inversor.

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

$$t_c < 100 \text{ ms}$$

I^2t = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

Tabla 61 Valor k según tipo de cable y aislamiento (UNE 20460-4-43)

	Aislamiento de los conductores							Mineral Con PVC	Mineral Desnudo
	PVC 70°C ≤ 300 mm²	PVC 70°C > 300 mm²	PVC 90°C ≤ 300 mm²	PVC 90°C > 300 mm²	PR/EPR	Goma 60 °C			
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60		70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200		160	250
Material del conductor									
Cobre	115	103	100	86	143	141		115 ¹⁾	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93		-	-

$$(k \times S)_{admisible}^2 = (143 \times 120)^2 = 2,94 \times 10^8 \text{ A}^2\text{s}$$

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

Fusible PV-160A-01XL-B: **$I^2t = 2,81 \times 10^4 \text{ A}^2\text{s}$**



2.1.6.4.5. SUBCAMPO 3

Línea LS3_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{71,6}{6} = 274,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 274,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 3,33 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,48\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,48% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,64\% + 0,48\% = 1,13\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,13% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 274,5 \times 10^{-3}} = 1 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS3_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{61,7}{6} = 236,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 236,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 2,87 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,42\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,42\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,64\% + 0,42\% = 1,06\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,06\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_n = 20 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 236,5 \times 10^{-3}} = 1,16 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$\text{PdC} = 5 \text{ kA}$** . **$\text{IMAG}_{\text{fotovoltaico}} = 7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS3_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{51,8}{6} = 198,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 198,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 2,41 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,35 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,35% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,64\% + 0,35\% = 0,99\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,99% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 198,6 \times 10^{-3}} = 1,39 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,39 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS3_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2)} = 0,023 \times \frac{41,9}{6} = 160,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 160,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 1,95 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,28 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,28% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,64\% + 0,28\% = 0,92\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,92% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (Ct \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 160,6 \times 10^{-3}} = 1,71 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,71 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.



Línea LS3_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{32}{6} = 122,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 122,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 1,49 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,22 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,22% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,64\% + 0,22\% = 0,86\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,86% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 A$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 122,7 \times 10^{-3}} = 2,24 kA$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 2,24 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS3_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{22,1}{6} = 84,72 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 84,72 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 1,03 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,15 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,15\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,64\% + 0,15\% = 0,79\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $0,79\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_n = 20 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 84,7 \times 10^{-3}} = 3,25 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 3,25 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS3_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{32}{6} = 122,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 122,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 1,49 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,22 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,22% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,64\% + 0,22\% = 0,86\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,86% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 122,7 \times 10^{-3}} = 2,24 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 2,24 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS3_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{41,9}{6} = 160,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 160,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 1,95 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,28 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,28% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,64\% + 0,28\% = 0,92\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,92% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (Ct \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 160,6 \times 10^{-3}} = 1,71 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,71 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.



Línea LS3_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{51,8}{6} = 198,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 198,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 2,41 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,35 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,35% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,64\% + 0,35\% = 0,99\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,99% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 198,6 \times 10^{-3}} = 1,39 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,39 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS3_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{61,7}{6} = 236,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 236,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 2,87 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,42\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,42% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,64\% + 0,42\% = 1,06\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,06% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_n = 20 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 236,5 \times 10^{-3}} = 1,16 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$\text{PdC} = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS3_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{71,6}{6} = 274,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 274,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 4,41} = 3,33 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,48\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,48% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,64\% + 0,48\% = 1,13\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,13% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 274,5 \times 10^{-3}} = 1 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

2.1.6.4.6. SUBCAMPO 4

Las líneas que salen de los seguidores solares del Subcampo 4 son simétricas respecto a las del Subcampo 3 por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos en el Subcampo 3, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de las líneas, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas del Subcampo 3:

Línea LS4_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,13\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS4_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,06\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS4_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,99\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS4_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 269

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,92\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS4_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,86\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS4_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,79\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 3,25 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 3,25 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS4_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,86\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 2,24 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$

Línea LS4_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,92\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 1,71 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$



Línea LS4_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,99\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS4_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 273

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,06\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 1,16 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$

Línea LS4_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP2 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,13\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 1 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$



A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP3_DC, que es el tramo que conecta el cuadro general de protección 3, CGP3, a la entrada del inversor. El cuadro general de protección 3, CGP3, en este caso sólo protege al Subcampo 5, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP3_DC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores del Subcampo 5 al cuadro general de protección CGP3.

2.1.6.4.7. Línea LCGP3_DC entrada inversor – cuadro general de protección CGP3:

- Cable unipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 65 metros
- Potencia instalada: 45,54 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 5 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_{11} = 66,22 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,62

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{66,22}{1 \times 1 \times 0,62 \times 1 \times 0,8} = 133,51 A$$



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 49 Intensidad admisible de los cables de cobre (L. monofásicas) (ITC-BT-07)

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Dos cables unipolares			Cable multipolar		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
25	196	189	171	183	171	153
35	232	226	208	220	214	183

$$I_z = 232 \text{ A} \rightarrow 35 \text{ mm}^2$$

$$I'_z = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 232 \times 1 \times 1 \times 0,62 \times 1 \times 0,8 = 115,07 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U = \frac{2 \times R \times P}{U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{65}{35} = 42,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U = \frac{2 \times 42,7 \times 10^{-3} \times 45,54 \times 10^3}{687,6} = 5,66 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,82 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 35 mm² ya que la caída de tensión es del 0,82% < 1,5 %

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$\text{Fusible } I_n = 80 \text{ A} \rightarrow \text{Fusible } I_2 = 1,60 \times I_n$$

$$I_b \leq I_n \leq I'_z \leftrightarrow I_2 \leq 1,45 \times I'_z$$

$$66,22 \leq I_n \leq 115,07 \leftrightarrow 1,60 \times 80 \leq 1,45 \times 115,07$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un FUSIBLE con intensidad nominal de 80 A para proteger frente a sobrecargas.



• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea en este tramo es la suma de todas las intensidades de cortocircuito de final de línea que conectan a esta última:

$$I_{pccI} = \sum_{n=1}^{11} I_{pccF_n} = 18,3 \text{ kA}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{Ct \times U}{2 \times R} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 42,7 \times 10^{-3}} = 6,44 \text{ kA}$$

Se instalarán dos **FUSIBLES** de CC de Intensidad nominal **In = 80 A**, con Poder de Corte **PdC = 50 kA**, al principio de línea y a la entrada del Inversor.

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

$$t_c < 100 \text{ ms}$$

I^2t = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

Tabla 61 Valor k según tipo de cable y aislamiento (UNE 20460-4-43)

	Aislamiento de los conductores							
	PVC 70°C ≤ 300 mm²	PVC 70°C > 300 mm²	PVC 90°C ≤ 300 mm²	PVC 90°C > 300 mm²	PR/EPR	Goma 60 °C	Mineral	Mineral
							Con PVC	Desnudo
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material del conductor								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115 ¹⁾	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-

$$(k \times S)_{admisible}^2 = (143 \times 35)^2 = 2,51 \times 10^7 \text{ A}^2\text{s}$$

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

Fusible PV-80A-01XL-B:

$$I^2t = 3,60 \times 10^3 \text{ A}^2\text{s}$$



2.1.6.4.8. SUBCAMPO 5

Línea LS5_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{65}{6} = 274,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 274,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 3,33 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,48\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,48% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,82\% + 0,48\% = 1,31\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,31% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 274,5 \times 10^{-3}} = 1 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS5_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{61,7}{6} = 236,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 236,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 2,87 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,42\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,42\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,82\% + 0,42\% = 1,24\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,24\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_n = 20 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 236,5 \times 10^{-3}} = 1,16 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico= **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS5_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{51,8}{6} = 198,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 198,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 2,41 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,35 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,35% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,82\% + 0,35\% = 1,17\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,17% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 198,6 \times 10^{-3}} = 1,39 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,39 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS5_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{41,9}{6} = 160,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 160,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 1,95 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,28 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,28% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,82\% + 0,28\% = 1,11\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,11% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (Ct \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 160,6 \times 10^{-3}} = 1,71 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,71 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.



Línea LS5_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{32}{6} = 122,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 122,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 1,49 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,22 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,22% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,82\% + 0,22\% = 1,04\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,04% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 A$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 122,7 \times 10^{-3}} = 2,24 kA$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 2,24 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS5_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{22,1}{6} = 84,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 84,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 1,03 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,15 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,15\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,82\% + 0,15\% = 0,97\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $0,97\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_n = 20 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 84,7 \times 10^{-3}} = 3,25 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 3,25 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS5_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{32}{6} = 122,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 122,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 1,49 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,22 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,22% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,82\% + 0,22\% = 1,04\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,04% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 122,7 \times 10^{-3}} = 2,24 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 2,24 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS5_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{41,9}{6} = 160,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 160,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 1,95 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,28 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,28% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,82\% + 0,28\% = 1,11\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,11% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (Ct \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 160,6 \times 10^{-3}} = 1,71 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,71 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.



Línea LS5_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{51,8}{6} = 198,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 198,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 2,41 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,35 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,35% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,82\% + 0,35\% = 1,17\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,17% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 198,6 \times 10^{-3}} = 1,39 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,39 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS5_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{61,7}{6} = 236,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 236,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 2,87 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,42\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,42\% < 1,5\%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,82\% + 0,42\% = 1,24\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $1,24\% < 1,5\%$ por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_n = 20 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 236,5 \times 10^{-3}} = 1,16 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$\text{PdC} = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico= **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS5_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP3 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{65}{6} = 274,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 274,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 5,66} = 3,33 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,48\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,48% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,82\% + 0,48\% = 1,31\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 1,31% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 274,5 \times 10^{-3}} = 1 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP4_DC, que es el tramo que conecta el cuadro general de protección 4, CGP4, a la entrada del inversor. El cuadro general de protección 4, CGP4, protege a los Subcampos 6 y 7, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP4_DC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los Subcampos (6 y 7) al cuadro general de protección CGP4.



2.1.6.4.9. Línea LCGP4_DC entrada inversor – cuadro general de protección CGP4:

- Cable unipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 65 metros
- Potencia instalada: 91,08 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP1 a la línea: 1 + 5 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_{22} = 132,44 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,62

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{132,4}{1 \times 1 \times 0,62 \times 1 \times 0,8} = 267,02 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 465 \text{ A} \rightarrow 120 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 465 \times 1 \times 1 \times 0,62 \times 1 \times 0,8 = 230,64 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U = \frac{2 \times R \times P}{U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{65}{120} = 12,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U = \frac{2 \times 12,5 \times 10^{-3} \times 91,08 \times 10^3}{687,6} = 3,30 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,48 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 120 mm² ya que la caída de tensión es del 0,48% < 1,5 %

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$132,44 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 230,64 \text{ A}$$

$$\text{Fusible } I_n = \mathbf{160 \text{ A}}$$

$$\text{Fusible } I_2 = 1,60 \times I_n$$

$$1,60 \times 160 \text{ A} \leq 1,45 \times 230,64 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un FUSIBLE con intensidad nominal de 160 A para proteger frente a sobrecargas.



• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea en este tramo es la suma de todas las intensidades de cortocircuito de final de línea que conectan a esta última:

$$I_{pccI} = \sum_{n=1}^{22} I_{pccF_n} = 36,5 \text{ kA}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{Ct \times U}{2 \times R} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 12,5 \times 10^{-3}} = 22,08 \text{ kA}$$

Se instalarán dos **FUSIBLES** de CC de Intensidad nominal **In = 160 A**, con Poder de Corte **PdC = 50 kA**, al principio de línea y a la entrada del Inversor.

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

$$t_c < 100 \text{ ms}$$

I^2t = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

Tabla 61 Valor k según tipo de cable y aislamiento (UNE 20460-4-43)

	Aislamiento de los conductores						Mineral	Mineral
	PVC 70°C ≤ 300 mm²	PVC 70°C > 300 mm²	PVC 90°C ≤ 300 mm²	PVC 90°C > 300 mm²	PR/EPR	Goma 60 °C	Con PVC	Desnudo
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material del conductor								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115 ¹⁾	135
Aluminio	76	68	66	57	94	93	-	-

$$(k \times S)_{admisible}^2 = (143 \times 120)^2 = 2,94 \times 10^8 \text{ A}^2\text{s}$$

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

Fusible PV-160A-01XL-B:

$$I^2t = 2,81 \times 10^4 \text{ A}^2\text{s}$$



2.1.6.4.10. SUBCAMPO 6

Línea LS6_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{71,6}{6} = 274,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 274,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 3,32 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,48\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,48% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,48\% + 0,48\% = 0,96\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,96% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 274,5 \times 10^{-3}} = 1 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS6_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{61,7}{6} = 236,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 236,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 2,86 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,42\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,42% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,48\% + 0,42\% = 0,90\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,90% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 236,5 \times 10^{-3}} = 1,16 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS6_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{51,8}{6} = 198,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 198,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 2,40 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,35 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,35% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,48\% + 0,35\% = 0,83\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,83% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 A$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 198,6 \times 10^{-3}} = 1,39 kA$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,39 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS6_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{41,9}{6} = 160,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 160,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 1,94 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,28 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,28% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,48\% + 0,28\% = 0,76\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,76% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 160,6 \times 10^{-3}} = 1,71 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,71 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.



Línea LS6_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{32}{6} = 122,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 122,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 1,48 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,22 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,22% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,48\% + 0,22\% = 0,70\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,70% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 122,7 \times 10^{-3}} = 2,24 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 2,24 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS6_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{22,1}{6} = 84,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 84,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 1,03 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,15 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,15% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,48\% + 0,15\% = 0,63\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,63 % < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 84,7 \times 10^{-3}} = 3,25 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 3,25 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.



Línea LS6_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{32}{6} = 122,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 122,7 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 1,48 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,22 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,22% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,48\% + 0,22\% = 0,70\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,70% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA \ I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA \ I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 A$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 122,7 \times 10^{-3}} = 2,24 kA$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 2,24 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS6_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{41,9}{6} = 160,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 160,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 1,94 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,28 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,28\% < 1,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,48\% + 0,28\% = 0,76\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del $0,76\% < 1,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 160,6 \times 10^{-3}} = 1,71 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,71 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.



Línea LS6_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{51,8}{6} = 198,6 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 198,6 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 2,40 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,35 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,35% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,48\% + 0,35\% = 0,83\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,83% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 198,6 \times 10^{-3}} = 1,39 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1,39 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

Línea LS6_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{61,7}{6} = 236,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 236,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 2,86 \text{ V} \rightarrow \Delta U'(\%) = 0,42\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,42% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,48\% + 0,42\% = 0,90\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,90% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = n \times V_{oc} \times I_{sc} / (C_t \times U)$$

$$I_{pccI} = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 \text{ A}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 236,5 \times 10^{-3}} = 1,16 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **$I_n = 20 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 5 \text{ kA}$** . **IMAG** fotovoltaico = **$7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$** .



Línea LS6_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_1 = 6,02 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,54

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT}) = 0,8

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{6,02}{1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8} = 13,94 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 80 \times 1 \times 1 \times 0,54 \times 1 \times 0,8 = 34,56 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U' = \frac{2 \times R \times P}{U'} = \frac{2 \times R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{71,6}{6} = 274,5 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U' = \frac{2 \times 274,5 \times 10^{-3} \times 4,14 \times 10^3}{687,6 - 3,30} = 3,32 \text{ V} \rightarrow \Delta U' (\%) = 0,48\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,48% < 1,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T (\%) = \Delta U (\%) + \Delta U' (\%)$$

$$\Delta U_T (\%) = 0,48\% + 0,48\% = 0,96\%$$

La caída tensión del tramo que va desde la entrada del inversor hasta la salida del seguidor solar, que está formado por dos tramos de línea, provoca una caída de tensión total del 0,96% < 1,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$6,02 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 34,56 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 20 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 20 \text{ A} \leq 1,45 \times 34,56 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 20 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$IpccI = n \times Voc \times Isc / (Ct \times U)$$

$$IpccI = 12 \times 68,2 \times \frac{6,39}{(0,8 \times 687,6)} = 9,51 A$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{0,8 \times 687,6}{2 \times 274,5 \times 10^{-3}} = 1 kA$$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **PdC = 5kA**. **IMAG** fotovoltaico = **7 In = 140 A < 1 kA**; **Iz' = 34,56 A < 80 A = 4 In**.

2.1.6.4.11. SUBCAMPO 7

Las líneas que salen de los seguidores solares del Subcampo 7 son simétricas respecto a las del Subcampo 6 por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos en el Subcampo 6, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de las líneas, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas del Subcampo 6:

Línea LS7_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,96\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS7_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,90\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS7_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,83\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS7_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,76\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS7_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,70\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS7_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,63\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 3,25 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 3,25 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS7_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,70\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $IpccI=9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $IpccF=2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 In = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $Iz' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 In$

Línea LS7_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,76\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $IpccI=9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $IpccF=1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 In = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $Iz' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 In$



Línea LS7_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,83\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 1,39 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$

Línea LS7_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,90\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS7_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP4 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,96\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP5_DC, que es el tramo que conecta el cuadro general de protección 5, CGP5, a la entrada del inversor. El cuadro general de protección 5, CGP5, protege a los subcampos 8 y 9, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP5_DC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los subcampos (8 y 9) al cuadro general de protección CGP5.

La línea LCGP5_DC es simétrica a la línea LCGP2_DC antes calculada, por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos que para la línea LCGP2_DC, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de la línea LCGP5_DC y de las líneas de los Subcampos 8 y 9, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas de los Subcampos 3 y 4.

2.1.6.4.12. Línea LCGP5_DC entrada inversor – cuadro general de protección CGP5:

- Cable unipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 86,9 metros
- Potencia instalada: 91,08 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 5 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 132,44 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 267,02 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 465 \text{ A} \rightarrow 120 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 230,64 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,64\% < 1,5 \%$

Se instalarán dos **FUSIBLES** de CC de Intensidad nominal **In = 160 A**, con Poder de Corte **50 kA**, al principio de línea y a la entrada del Inversor.

Protección ante sobrecargas: FUSIBLE In = 160 A ($132,4 \text{ A} \leq I_n \leq 230,64 \text{ A}$) y ($1,6 \times 160 \text{ A} \leq 1,45 \times 230,64 \text{ A}$)



Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI}=36,5 \text{ kA}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF}=16,51 \text{ kA}$

Fusible PV-160A-01XL-B: $I^2t = 2,81 \times 10^4 \text{ A}^2\text{s}$

$$(k \times S)_{admisible}^2 = (143 \times 120)^2 = 2,95 \times 10^8 \text{ A}^2\text{s}$$

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

2.1.6.4.13. SUBCAMPO 8

Línea LS8_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,13\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI}=9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF}=1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS8_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,06\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS8_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,99\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS8_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,92\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS8_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,86\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS8_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Alberio Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 348

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,79\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 3,25 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 3,25 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS8_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,86\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS8_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,92\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS8_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,99\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $IpccI=9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $IpccF=1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 In = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $Iz' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 In$

Línea LS8_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m/W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,06\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $IpccI=9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $IpccF=1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 In = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $Iz' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 In$



Línea LS8_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,13\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

2.1.6.4.14. SUBCAMPO 9

Línea LS9_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,13\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS9_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,06\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS9_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,99\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS9_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 354

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,92\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS9_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,86\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS9_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,79\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 3,25 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 3,25 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS9_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Alberio Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 356

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,86\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $IpccI=9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $IpccF=2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 In = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $Iz' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 In$

Línea LS9_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,92\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq In \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $IpccI=9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $IpccF=1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 In = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $Iz' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 In$



Línea LS9_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,99\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS9_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 358

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,06\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS9_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m/W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP5 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,13\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP6_DC, que es el tramo que conecta el cuadro general de protección 6, CGP6, a la entrada del inversor. El cuadro general de protección 6, CGP6, protege a los subcampos 10 y 11, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP6_DC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los subcampos (10 y 11) al cuadro general de protección CGP6.

La línea LCGP6_DC es simétrica a la línea LCGP1_DC antes calculada, por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos que para la línea LCGP1_DC, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de la línea LCGP6_DC y de las líneas de los Subcampos 10 y 11, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas de los Subcampos 1 y 2.

2.1.6.4.15. Línea LCGP6_DC entrada inversor – cuadro general de protección CGP6:

- Cable unipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 108,8 metros
- Potencia instalada: 91,08 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 5 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 132,44 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 267,02 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 465 \text{ A} \rightarrow 120 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 230,64 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,80\% < 1,5 \%$

Se instalarán dos **FUSIBLES** de CC de Intensidad nominal **In = 160 A**, con Poder de Corte **50 kA**, al principio de línea y a la entrada del Inversor.

Protección ante sobrecargas: FUSIBLE In = 160 A ($132,4 \text{ A} \leq I_n \leq 230,64 \text{ A}$) y ($1,6 \times 160 \text{ A} \leq 1,45 \times 230,64 \text{ A}$)



Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccl}=36,5 \text{ kA}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF}=13,19 \text{ kA}$

Fusible PV-160A-01XL-B: $I^2t = 2,81 \times 10^4 \text{ A}^2\text{s}$

$$(k \times S)_{admissible}^2 = (143 \times 95)^2 = 2,95 \times 10^8 \text{ A}^2\text{s}$$

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admissible}^2$$

2.1.6.4.16. SUBCAMPO 10

Línea LS10_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,29\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccl}=9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF}=1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS10_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,22\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 1,16 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$

Línea LS10_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,15\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS10_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,09\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS10_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,02\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = 7 In = 140 A < 2,24 kA; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 \text{ In}$

Línea LS10_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,95\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 3,25 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 3,25 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS10_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,02\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS10_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,09\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 1,71 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$

Línea LS10_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 366

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,15\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,39 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS10_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,22\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS10_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,29\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

2.1.6.4.17. SUBCAMPO 11

Línea LS11_1DC salida seguidor solar 1, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,29\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS11_2DC salida seguidor solar 2, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m/W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,22\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS11_3DC salida seguidor solar 3, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,15\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 1,39 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$

Línea LS11_4DC salida seguidor solar 4, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,09\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS11_5DC salida seguidor solar 5, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,02\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS11_6DC salida seguidor solar 6, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 22,1 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,95\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 3,25 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 3,25 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$

Línea LS11_7DC salida seguidor solar 7, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 32 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 372

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,02\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 2,24 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 2,24 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS11_8DC salida seguidor solar 8, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 41,9 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,09\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,71 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,71 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Línea LS11_9DC salida seguidor solar 9, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 51,8 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = Impp_1 = 6,02 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 34,56 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,15\% < 1,5 \%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 A \leq In \leq 34,56 A$) y ($20 A \leq 34,56 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 A$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,39 kA$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 A < 1,39 kA$; $I_z' = 34,56 A < 80 A = 4 I_n$

Línea LS11_10DC salida seguidor solar 10, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 61,7 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.



Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,22\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1,16 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1,16 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$

Línea LS11_11DC salida seguidor solar 11, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 71,6 metros
- Potencia instalada: 4,14 kW
- Tensión de servicio: 687,6 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,7 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que acompañan en la entrada del CGP6 a la línea: 1 + 10 líneas adicionales.

Intensidad de diseño: $I_b = I_{mpp1} = 6,02 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 13,94 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 80 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 34,56 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 1,29\% < 1,5\%$

Se instalará **PIA** de CC de Intensidad nominal **In = 20 A**, con Poder de corte **5kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 20 A ($6,02 \text{ A} \leq I_n \leq 34,56 \text{ A}$) y ($20 \text{ A} \leq 34,56 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 9,51 \text{ A}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 1 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = $7 I_n = 140 \text{ A} < 1 \text{ kA}$; $I_z' = 34,56 \text{ A} < 80 \text{ A} = 4 I_n$



Tubos conductores subterráneos

Una vez realizados la sección de los cables de Corriente Continua en BT (Baja Tensión) procederemos al dimensionado de tubos (mm^2) y canales protectoras, por donde circulará el cable conductor, en la tabla 62, se escogerá un diámetro exterior en función del número de los conductores y la sección nominal de dichos conductores. Consideraremos los cables multipolares de 6 mm^2 como unipolares para dimensionar de forma correcta el canal protector, por lo que al conductor de 6 mm^2 le corresponde un tubo de diámetro exterior de 16 mm, al conductor de 35 mm^2 le corresponde un tubo de 32 mm y al conductor de 120 mm^2 uno de 50 mm.

Tabla 62 Diámetro exterior de los tubos protectores (ITC-BT-21)

Sección nominal de los conductores unipolares (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	-

Tablas resumen de los cálculos de línea en Corriente Continua de Baja Tensión

A continuación se van a mostrar unas tablas resumen de los cálculos de las líneas de Corriente Continua en Baja Tensión (BT) y la aparamenta que se utiliza para evitar sobreintensidades en las secciones de los conductores.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

**Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.**

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 376

Tabla 63 Secciones LCGP1_DC y las correspondientes al Subcampo 1 y 2

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	RV-K Cu - XLPE 0,6/1kV S(mm2)	TIPO	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	IpccI (A)	IpccF (kA)
LCGP1_DC	108,8	91080	687,6	132,44	230,64	120	UNIPOLAR	50	-	FUSIBLE	160	50	Cuchillas	3,65E+04	13,19
LS1_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,29%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS1_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,22%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS1_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,15%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS1_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,09%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS1_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,02%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS1_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,95%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS1_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,02%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS1_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,09%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS1_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,15%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS1_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,22%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS1_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,29%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS2_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,29%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS2_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,22%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS2_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,15%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS2_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,09%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS2_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,02%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS2_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,95%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS2_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,02%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS2_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,09%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS2_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,15%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS2_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,22%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS2_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,29%	PIA	20	5	2	9,51	1,00

Tabla 64 Secciones LCGP2_DC y las correspondientes al Subcampo 3 y 4

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	RV-K Cu - XLPE 0,6/1kV S(mm2)	TIPO	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	IpccI (A)	IpccF (kA)
LCGP2_DC	86,9	91080	687,6	132,44	230,64	120	UNIPOLAR	50	-	FUSIBLE	160	50	Cuchillas	3,65E+04	16,51
LS3_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,13%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS3_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,06%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS3_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,99%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS3_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,92%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS3_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,86%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS3_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,79%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS3_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,86%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS3_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,92%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS3_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,99%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS3_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,06%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS3_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,13%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS4_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,13%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS4_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,06%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS4_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,99%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS4_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,92%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS4_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,86%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS4_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,79%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS4_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,86%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS4_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,92%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS4_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,99%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS4_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,06%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS4_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,13%	PIA	20	5	2	9,51	1,00



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 377

Tabla 65 Secciones LCGP3_DC y las correspondientes al Subcampo 5

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	RV-K Cu - XLPE 0,6/1kV S(mm2)	TIPO	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	I _{pccI} (A)	I _{pccF} (kA)
LCGP3_DC	65	45540	687,6	66,22	115,07	35	UNIPOLAR	32	-	FUSIBLE	80	50	Cuchillas	1,83E+04	6,44
LS5_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,31%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS5_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,24%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS5_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,17%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS5_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,11%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS5_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,04%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS5_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,97%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS5_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,04%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS5_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,11%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS5_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,17%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS5_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,24%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS5_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,31%	PIA	20	5	2	9,51	1,00

Tabla 66 Secciones LCGP4_DC y las correspondientes al Subcampo 6 y 7

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	RV-K Cu - XLPE 0,6/1kV S(mm2)	TIPO	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	I _{pccI} (A)	I _{pccF} (kA)
LCGP4_DC	65	91080	687,6	132,44	230,64	120	UNIPOLAR	50	-	FUSIBLE	160	50	Cuchillas	3,65E+04	22,08
LS6_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,96%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS6_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,90%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS6_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,83%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS6_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,76%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS6_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,70%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS6_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,63%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS6_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,70%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS6_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,76%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS6_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,83%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS6_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,90%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS6_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,96%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS7_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,96%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS7_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,90%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS7_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,83%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS7_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,76%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS7_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,70%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS7_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,63%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS7_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,70%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS7_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,76%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS7_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,83%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS7_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,90%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS7_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,96%	PIA	20	5	2	9,51	1,00



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

**Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.**

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 378

Tabla 67 Secciones LCGP5_DC y las correspondientes al Subcampo 8 y 9

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	RV-K Cu - XLPE 0,6/1kV S(mm2)	TIPO	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	IpccI (A)	IpccF (kA)
LCGP5_DC	86,9	91080	687,6	132,44	230,64	120	UNIPOLAR	50	-	FUSIBLE	160	50	Cuchillas	3,65E+04	16,51
LS8_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,13%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS8_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,06%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS8_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,99%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS8_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,92%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS8_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,86%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS8_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,79%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS8_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,86%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS8_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,92%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS8_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,99%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS8_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,06%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS8_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,13%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS9_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,13%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS9_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,06%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS9_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,99%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS9_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,92%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS9_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,86%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS9_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,79%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS9_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,86%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS9_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,92%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS9_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,99%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS9_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,06%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS9_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,13%	PIA	20	5	2	9,51	1,00

Tabla 68 Secciones LCGP6_DC y las correspondientes al Subcampo 10 y 11

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	RV-K Cu - XLPE 0,6/1kV S(mm2)	TIPO	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	IpccI (A)	IpccF (kA)
LCGP6_DC	108,8	91080	687,6	132,44	230,64	120	UNIPOLAR	50	-	FUSIBLE	160	50	Cuchillas	3,65E+04	13,19
LS10_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,29%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS10_2DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,22%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS10_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,15%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS10_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,09%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS10_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,02%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS10_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,95%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS10_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,02%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS10_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,09%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS10_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,15%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS10_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,22%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS10_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,29%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS11_1DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,29%	PIA	20	5	2	9,51	1,00
LS1121DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,22%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS11_3DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,15%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS11_4DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,09%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS11_5DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,02%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS11_6DC	22,1	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	0,95%	PIA	20	5	2	9,51	3,25
LS11_7DC	32	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,02%	PIA	20	5	2	9,51	2,24
LS11_8DC	41,9	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,09%	PIA	20	5	2	9,51	1,71
LS11_9DC	51,8	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,15%	PIA	20	5	2	9,51	1,39
LS11_10DC	61,7	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,22%	PIA	20	5	2	9,51	1,16
LS11_11DC	71,6	4140	687,6	6,02	34,56	6	MULTIPOL	16	1,29%	PIA	20	5	2	9,51	1,00



2.1.6.5. Línea de Evacuación de la energía en Corriente Alterna en Baja Tensión

Esta línea es la que evacua la energía de Corriente Alterna generada por el inversor al cuadro de Baja Tensión del transformador del centro de transformación.

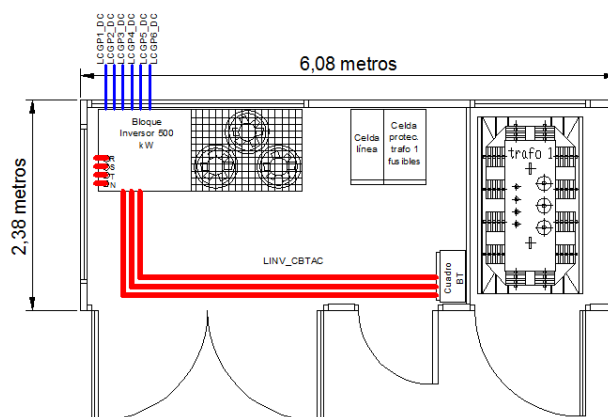


Figura 32 Línea LINV_CBTAC

Podemos observar en la figura 32, el recorrido que traza el conductor. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en el plano PLN-02-004.

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-07 (redes subterráneas para distribución en Baja Tensión) y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 1,5%, entre el inversor y el punto de interconexión con el centro de transformación (Cuadro de Baja Tensión CT), según la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-40 (Instalaciones generadoras de Baja Tensión). Aunque podría llegar al 2% según Real Decreto 1663/2000. Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 69, un resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., del inversor solar POWERMAX 500 TL M400.

Tabla 69 Características eléctricas Inversor

INVERSOR POWERMAX 500TL M400 (SALIDA AC)		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (V_{AC})	3AC 400	V
Frecuencia	50	Hz
Potencia nominal de salida del inversor ($P_{OUT,nom}$)	510	kW
Corriente total máxima de salida ($I_{AC OP,máx}$)	736	A
Factor de potencia	1	



Línea LINV_CBTAC salida inversor – cuadro de Baja Tensión CT:

- Cable unipolar (3F+N) de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 8,3 metros
- Potencia instalada: 510 kW
- Tensión de servicio: 400 V
- Red Subterránea para distribución en Baja Tensión: enterrados a 0,4 metros
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Cables que entran al cuadro de Baja Tensión del CT: 3 circuitos

Intensidad de diseño:

$$I_b = Impp_{Inv} = 736 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 45 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-07)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 46 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-07)

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Multipolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69



Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

El circuito se va a dividir en tres circuitos trifásicos, con la finalidad de que los cables unipolares del circuito no soporten una intensidad elevada, esto provoca que no obtengamos conductores con secciones considerablemente grandes.

Tabla 47 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-07)

Factor de corrección por agrupamiento								
Separación entre los cables	Número de cables							
	2	3	4	5	6	8	10	12
D=0 (en contacto)	0,8	0,7	0,64	0,6	0,56	0,53	0,5	0,47
d= 0,10 m	0,85	0,76	0,69	0,65	0,62	0,58	0,55	0,53
d= 0,15 m	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Tabla 48 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-07)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,2
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97	0,95

Factor enterrado bajo tubo (f_{EBT})

Se aplicará un factor de corrección de 0,8 por ir enterrado en zanjas bajo tubo.



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT}} = \frac{736}{1 \times 1 \times 0,76 \times 1,03 \times 0,8} = 1175,27 \text{ A}$$
$$I_b' (3 \text{ circuitos}) = \frac{1175,27}{3} = 391,76 \text{ A}$$



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 50 Intensidad admisible de los cables de cobre (L. trifásicas) (ITC-BT-07)

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares(*)			1 cable tripolar o tetrapolar		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
120	380	372	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445

* Incluye conductor de neutro si existiera.

$$I_z = 480 A \rightarrow 185 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P \times f_{EBT} = 480 \times 1 \times 1 \times 0,76 \times 1,03 \times 0,8 = 300,6 A$$

$$I_z'(3 \text{ circuitos}) = 300,6 \times 3 = 901,08 A$$

Sección del neutro = **95 mm²**

Tabla 51 Sección del neutro (ITC-BT-07.1)

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
150	70
185	95
240	120

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III} = \frac{R \times P}{U}$$

ΔU_{III} → Caída de tensión trifásico en la línea

R → Resistencia de la línea en ohmios

P → Potencia en vatios transportada por la línea.

U → Tensión de la línea



Resistencia teniendo en cuenta que son 3 circuitos: $3 \times (3 \times 185 \text{ mm}^2 + 1 \times 95 \text{ mm}^2)$

$$R' = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R' = 0,023 \times \frac{8,3}{185} = 1,03 \text{ m}\Omega$$

Resistencia de un circuito:

$$R = \frac{R'}{3} = \frac{1,02}{3} = 0,344 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U = \frac{0,344 \times 10^{-3} \times 510 \times 10^3}{400} = 0,44 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,11\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 185 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,11\% < 1,5\% < 2\%$

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$736 \text{ A} \leq I_n (\text{A}) \leq 901,08 \text{ A}$$

$$\text{Fusible } I_n = 800 \text{ A}$$

$$\text{Fusible } I_2 = 1,6 \times I_n$$

$$1,6 \times 800 \text{ A} \leq 1,45 \times 901,08 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un FUSIBLE con intensidad nominal de 800 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea

$$I_{pccI} = \frac{C_t \times U}{\sqrt{3} \times (R_{Aa})}$$

$I_{pccI} \rightarrow$ Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$C_t \rightarrow$ Coeficiente de tensión (0,8)



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 384

U → Tensión trifásica en V

R_{Aa} → Impedancia Aguas arriba del Inversor:

Tabla 70 Impedancias aguas arriba del inversor

IMPEDANCIA AGUAS ARRIBA DEL INVERSOR	mohm
R _{subcamposparalelos1y2}	7,53
R _{LCGP1_DC}	20,85
TOTAL ENTRADA 1 INV	28,39
R _{subcamposparalelos3y4}	7,53
R _{LCGP2_DC}	16,66
TOTAL ENTRADA 2 INV	24,19
R _{subcampo5}	15,07
R _{LCGP3_DC}	42,71
TOTAL ENTRADA 3 INV	57,78
R _{subcamposparalelos6y7}	7,53
R _{LCGP4_DC}	12,46
TOTAL ENTRADA 4 INV	19,99
R _{subcamposparalelos8y9}	7,53
R _{LCGP5_DC}	16,66
TOTAL ENTRADA 5 INV	24,19
R _{subcamposparalelos10y11}	7,53
R _{LCGP6_DC}	20,85
TOTAL ENTRADA 6 INV	28,39
IMPEDANCIA TOTAL ENTRADA INVERSOR	4,54

$$IpccI = \frac{0,8 \times 400}{\sqrt{3} \times (4,54 E - 3)} = 40,7 \text{ kA}$$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

$$IpccF = \frac{Ct \times U}{\sqrt{3} \times (R + R_{Aa})}$$

IpccF → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

Ct → Coeficiente de tensión (0,8)

U → Tensión trifásica en V



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 385

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en ohmios ($0,34 \text{ E-3}$)

$R_{Aa} \rightarrow$ Impedancia Aguas arriba del Inversor ($4,85 \text{ E-3}$)

$$I_{pccF} = \frac{0,8 \times 400}{\sqrt{3} \times (0,34 \text{ E} - 3 + 4,85 \text{ E} - 3)} = 37,86 \text{ kA}$$

Se instalarán **FUSIBLES** de CA de Intensidad nominal **In = 800 A**, con Poder de Corte **PdC = 120 kA**, al principio de línea, en la salida del Inversor (por cada bloque de potencia) para proteger frente sobrecargas y cortocircuitos.

También se instalarán **FUSIBLES** de CA de Intensidad nominal **In = 800 A**, con Poder de Corte **PdC = 120 kA** a la entrada del cuadro de Baja Tensión del CT.

$$(I^2 t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

$$t_c < 100 \text{ ms}$$

$I^2 t$ = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

Tabla 61 Valor k según tipo de cable y aislamiento (UNE 20460-4-43)

	Aislamiento de los conductores							Mineral Con PVC	Mineral Desnudo
	PVC 70°C ≤ 300 mm²	PVC 70°C > 300 mm²	PVC 90°C ≤ 300 mm²	PVC 90°C > 300 mm²	PR/EPR	Goma 60 °C			
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60		70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200		160	250
Material del conductor									
Cobre	115	103	100	86	143	141		115 ^u	135

$$(k \times S)_{admisible}^2 = (143 \times 185)^2 \approx 7 \times 10^8 \text{ A}^2 \text{ s}$$

$$(I^2 t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

Fusible gG/gL 500V-800NH4AG:

$$I^2 t = 1,8 \times 10^7 \text{ A}^2 \text{ s}$$



Tubos conductores subterráneos

Una vez realizados la sección de los cables de Corriente Alterna en BT (Baja Tensión) procederemos al dimensionado de tubos (mm^2) y canales protectoras, por donde circulará el cable conductor, en la tabla 62, se escogerá un diámetro exterior en función del número de los conductores y la sección nominal de dichos conductores. Como tenemos tres circuitos trifásicos + neutro, necesitaremos tres tubos en donde discurrirán en su interior las tres fases de 185 mm^2 y el neutro de 95 mm^2 por lo que en total tendremos 4 circuitos unipolares dentro del tubo lo que le corresponderá el tubo de mayor diámetro exterior, el de 75 mm.

Tabla 62 Diámetro exterior de los tubos protectores (ITC-BT-21)

Sección nominal de los conductores unipolares (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
50	25	40	50	50	50
70	32	40	50	63	63
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75
150	40	63	75	75	-
185	50	63	75	-	-

Tabla resumen de los cálculos de línea en Corriente Alterna de Baja Tensión

Tabla 71 Sección LINV_CBTAC

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	Nº Circuitos	RV-K Cu - XLPE 0,6/1kV S (mm^2)	NEUTRO S (mm^2)	TIPO	D. Tubo protector (mm)
LINV_CBTAC	8,3	510000	400	736	901,8	3	185	95	UNIPOLAR	75

AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	IpccI (kA)	IpccF (kA)
0,11%	FUSIBLE	800	120	Cuchillas	40,73	37,86



2.1.6.6. Línea de Evacuación de la energía en Corriente Alterna en Media Tensión

2.1.6.6.1. Líneas que van de la salida de la celda de línea de los transformadores de los centros de transformación CT1 y CT2 a las celdas de seccionamiento del centro de transformación auxiliar CT3

Son las líneas que evacuarán la energía elevada por los transformadores de los CT1 y CT2 mediante una línea de Media Tensión Subterránea. Se puede ver en el plano PLN-02-005 la distribución de estos cables. La distancia que recorre LCT1_MTAC es la misma que la que recorre LCT2_MTAC, por lo que los resultados se obtendrán los mismos resultados en ambas.

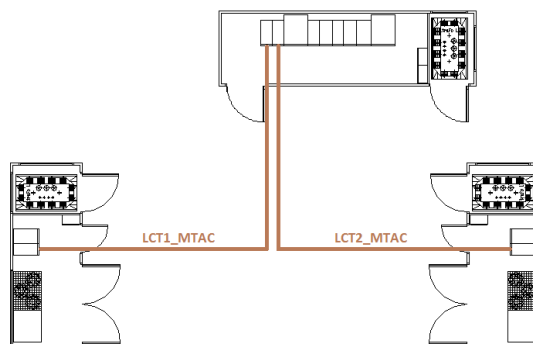


Figura 33 Línea LCT1_MTAC y LCT2_MTAC

El cálculo de los conductores de Media Tensión estará sujeto al Reglamento de Líneas para Alta Tensión (R.D. 223/2008) y a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-06 (Líneas subterráneas con cables aislados). También se ha utilizado el manual técnico de Iberdrola (Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV). Se diseñarán las líneas para que no excedan del 5% su caída de tensión. Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar una tabla resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de las líneas.

Tabla 72 Características eléctricas a la salida de los CT

LCT1_MTAC y LCT2_MTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (U)	20	kV
Frecuencia	50	Hz
Potencia aparente del transformador (S_{TRAFO})	630	kVA
Corriente que circula por las líneas ($I_{\text{LCTN_MTAC}}$)	18,19	A



Líneas LCT1_MTAC y LCT2_MTAC salida celda de línea CT1 y CT2 – celdas de entrada de línea CT3 (Centro transformación auxiliar):

- Tensión nominal de red 20 kV y tensión más elevada de la red 24 kV
- Categoría red tipo A tensión nominal del cable $U_0/U \rightarrow 12/20\text{kV}$
- Cable unipolar (3F) de Aluminio con aislamiento HEPR
- Longitud: 15 metros
- Red Subterránea para distribución: enterrados a 0,7 metros
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Circuitos próximos: 1 a una distancia de 0,4 metros

Intensidad de diseño:

$$I_b = 18,19 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 52 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-LAT-06)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1	0,97	0,94	0,9	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 53 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm^2	Resistividad térmica del terreno, K m/W				
		0,8	0,9	1	1,5	2
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,1	1,08	1	0,93
	35	1,13	1,11	1,09	1	0,93
	50	1,13	1,11	1,09	1	0,93

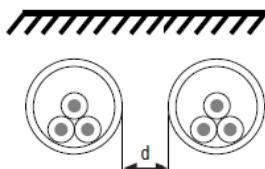


Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Los cables LCT1_MTAC y LCT2_MTAC están separados a una distancia de 0,4 metros.

Tabla 54 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Separación de los ternos (d)	Número de ternos en la zanja				
		2	3	4	5	6
Cables en interior de tubos enterrados	En contacto 0	0,8	0,7	0,64	0,6	0,57
	0,2 m	0,83	0,75	0,7	0,67	0,64
	0,4 m	0,87	0,8	0,77	0,74	0,72
	0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78
	0,8 m	0,9	0,86	0,84	0,82	0,81

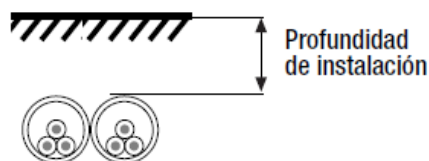


Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

No hay valores para una profundidad de 0,7 por lo que se tomará un valor intermedio entre 1,04 y 1,02 \rightarrow **1,03**

Tabla 55 Factor de corrección por profundidad (ITC-LAT-06)

Profundidad (m)	Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,5	1,06	1,08
0,6	1,04	1,06
0,8	1,02	1,03
1	1	1



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{18,19}{1 \times 1,09 \times 0,87 \times 1,03} = 18,62 \text{ A}$$



Tipología de cable de la instalación



Figura 34 Cable característico Alta Tensión

- 1 Conductor:** cuerda redonda compactada de hilos de aluminio, clase 2, según UNE EN 60228.
- 2 Semiconductora Interna:** capa extrusionada de material conductor.
- 3 Aislamiento:** etileno propileno de alto gradiente, (HEPR 105°C).
- 4 Semiconductora externa:** capa extrusionada de material conductor separable en frío.
- 5 Pantalla metálica:** hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm².
- 6 Separador:** cinta de poliéster.
- 7 Cubierta exterior:** poliolefina termoplástica, Z1 Vemex. (Color rojo).

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Se van a utilizar valores normalizados por Iberdrola, en la ITC-LAT-06 podemos encontrar valores sección inferior que podrían soportar intensidades superiores a la intensidad de diseño corregida de 18,62 A. Los valores normalizados más comunes en Iberdrola para una tensión nominal del cable $U_0/U \rightarrow 12/20\text{kV}$ son: 50 mm², 95 mm², 150 mm², 240 mm², 400 mm² y 630 mm², por lo que utilizaremos unas de estas secciones para nuestros cálculos.



Tabla 56 Intensidad admisible de los cables de aluminio (ITC-LAT-06)

Sección AL (mm ²)	DIRECTAMENTE ENTERRADOS		BAJO TUBO	
	XLPE	HEPR	XLPE	HEPR
16	78	82	74	76
25	100	105	90	95
35	120	125	110	115
50	140	145	130	135
70	170	180	160	170
95	205	215	190	200
120	235	245	215	230
150	260	275	245	255
185	295	315	280	290
240	345	365	320	345
300	390	410	365	390
400	445	470	415	450

$$I_z = 135 A \rightarrow 50 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 135 \times 1 \times 1,09 \times 0,87 \times 1,03 = 131,86 A$$

Características dimensionales del cable escogido:

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	D nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	D nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)
12/20 kV				
1x50/16	18,1	4,5	25,8	2,5
1x95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7
1x150/16 (1)	23,8	4,3	32	3
1x240/16 (1)	28	4,3	36	3
1x400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3
1x630/16	41,5	4,5	49,5	2,7

Figura 35 Características dimensionales del cable de Alta Tensión



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III} = L \times I \times \sqrt{3} \times ((R \times \cos \varphi) + (X \times \sin \varphi))$$

$\Delta U_{III} \rightarrow$ Caída de tensión trifásico en la línea

$L \rightarrow$ Longitud de la línea en km

$I \rightarrow$ Intensidad que circula por la línea

$R \rightarrow$ Resistencia de la línea en Ω/km

$X \rightarrow$ Reactancia de la línea Ω/km

$\cos \varphi =$ factor de potencia (tomamos el valor 0,9)

Tabla 57 Resistencia, reactancia y capacidad en cable 12/20kV (ITC-LAT-06)

Tensión nominal del cable 12/20kV			
Sección nominal Al HEPR (mm ²)	Resistencia máxima en c.a. y a 105°C Ω/km	Reactancia por fase en Ω/km	Capacidad en $\mu\text{F}/\text{km}$
10	-	-	-
16	2,533	-	-
25	1,602	-	-
35	1,157	0,14	0,199
50	0,847	0,13	0,229
70	0,591	0,122	0,258
95	0,43	0,118	0,283
120	0,34	0,112	0,315
150	0,277	0,11	0,333
185	0,221	0,106	0,366
240	0,168	0,102	0,435
300	0,136	0,099	0,455
400	0,105	0,096	0,501
500	0,089	0,093	0,556

$$\Delta U_{III} = 15E - 3 \times 18,19 \times \sqrt{3} \times ((0,847 \times 0,9) + (0,13 \times \sin(\arccos(0,9))))$$

$$\Delta U_{III} = 0,387 \text{ V} \rightarrow \Delta U_{III}(\%) = \frac{0,387}{20E3} \times 100\% \approx 0,002\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 50 mm² ya que la caída de tensión es del 0,002% < 5%



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Las salidas de las líneas LCT1_MTAC y LCT2_MTAC deberán estar protegidas mediante Fusibles, colocados en el inicio de las instalaciones que alimenten cables subterráneos, es decir esta protección será la de la Celda de Protección de fusibles de los centros de transformación CT1 y CT2. La protección para la línea LCT1_MTAC será la celda de protección fusibles del centro de transformación CT1 y la protección para la línea LCT2_MTAC será la celda de protección fusibles del centro de transformación.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

No es obligatorio establecer protecciones contra sobrecargas, pero nuestra celda de protección de Fusibles del CT1 y CT2 si protege frente a sobrecargas con relés electrónicos con captadores de intensidad por fase, cuya señal alimentará a un disparador electromecánico liberando el dispositivo de retención del interruptor. Ante fallo de los relés electrónicos, los fusibles de la celda de protección también protegerán frente a sobrecargas, ya que los fusibles instalados tienen una intensidad nominal de 63 A y se cumple las ecuaciones de sobrecarga:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$18,19 A \leq 63 A \leq 131,86 A$$

$$Fusible I_2 = 1,60 \times I_n$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$1,60 \times 63 A \leq 1,45 \times 131,86 A$$

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

La protección contra cortocircuitos será también protegida por los fusibles de intensidad nominal de 63 A de la celda de protección de cada uno de los centros de transformación CT1 y CT2.

Deben considerarse, en la protección, las intensidades máximas de cortocircuito admisibles para los conductores y las pantallas correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos.



I_{cc} máxima a soportar por la línea a partir de la potencia de cortocircuito de los datos iniciales:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc} \times 1000}{\sqrt{3} \times U}$$

I_{cc} → Intensidad de cortocircuito máxima a soportar por la línea en A

S_{cc} → Potencia de cortocircuito (empresa suministradora Iberdrola 350MVA)

U → Tensión de red en Kv

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores:

$$I_{ccadm} = \frac{k \times S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

I_{ccadm} → corriente de cortocircuito, en amperios

S → sección del conductor, en mm²

k → coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito K es de 94 para conductores de aluminio.

t_{cc} → duración del cortocircuito, en segundos $0,1 \leq t_{cc}(s) \leq 3$

La siguiente tabla recoge los resultados de aplicación de la fórmula:

Tenemos una restricción bastante importante, y es que la celda de protección porta fusibles ha sido diseñada para proteger el embarrado del primario del transformador con un tiempo de corte de 1 segundo.

Tabla 58 Densidades máximas de I_{cc} cable Al 12/20kV (ITC-LAT-06)

Densidades máximas de corriente de cortocircuito en los conductores de aluminio, en A/mm ² , de tensión nominal 12/20 kV											
Tipo de Aislamiento	$\Delta\theta$ (K)	Duración del cortocircuito t _{cc} (segundos)									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1	1,5	2	2,5	3
XLPE	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

$$I_{CC50} = 89 \frac{A}{mm^2} \times 50 mm^2 = 4,45 kA$$



Podemos observar que $I_{CC50} < I_{CC}$ lo que significa que el cable no está protegido frente a los 10,1 kA de la empresa suministradora. ¿Qué cable de los normalizados por Iberdrola será capaz de soportar esta corriente de cortocircuito?

$$I_{CC95} = 89 \frac{A}{mm^2} \times 95 mm^2 = 8,46 kA < 10,1 kA$$

$$I_{CC150} = 89 \frac{A}{mm^2} \times 150 mm^2 = 13,35 kA > 10,1 kA$$

Los cables normalizados más comunes que soportarán esta intensidad de cortocircuito serán cables con sección igual o superior a **150 mm²** (150 mm², 240 mm², 400 mm² y 630 mm²).

Intensidades de cortocircuito admisibles en la pantalla:

Tabla 59 Intensidades de cortocircuito en pantallas de cobre (ITC-LAT-06)

Intensidades de cortocircuito admisible en la pantalla de cobre, en kA										
Tipo de Aislamiento	Sección (mm ²)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos								
		0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
HEPR	16	6,08	4,38	3,58	2,87	2,12	1,72	1,59	1,41	1,32
	25	8,46	6,85	4,85	4,49	3,32	2,77	2,49	2,12	2,01

La pantalla del cable será capaz de soportar:

$$I_{CCpantalla} = 2,12 kA$$

A continuación debemos rehacer los cálculos anteriormente obtenidos para una sección de **150 mm²**.

Intensidad de diseño:

$$I_b = 18,19 A$$



1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 52 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K m/W				
		0,8	0,9	1	1,5	2
Cables en interior de tubos enterrados	120	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	150	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	185	1,14	1,12	1,1	1	0,93

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,87

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{18,19}{1 \times 1,1 \times 0,87 \times 1,03} = 18,45 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 56 Intensidad admisible de los cables de aluminio (ITC-LAT-06)

Sección AL (mm ²)	DIRECTAMENTE ENTERRADOS		BAJO TUBO	
	XLPE	HEPR	XLPE	HEPR
50	140	145	130	135
95	205	215	190	200
150	260	275	245	255
240	345	365	320	345
400	445	470	415	450

$$I_z = 255 \text{ A} \rightarrow 150 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 255 \times 1 \times 1,1 \times 0,87 \times 1,03 = 251,36 \text{ A}$$



Características dimensionales del cable escogido:

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	D nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	D nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)
12/20 kV				
1x50/16	18,1	4,5	25,8	2,5
1x95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7
1x150/16 (1)	23,8	4,3	32	3
1x240/16 (1)	28	4,3	36	3
1x400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3
1x630/16	41,5	4,5	49,5	2,7

Figura 35 Características dimensionales del cable de Alta Tensión

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III} = L \times I \times \sqrt{3} \times ((R \times \cos \varphi) + (X \times \sin \varphi))$$

Tabla 57 Resistencia, reactancia y capacidad en cable 12/20kV (ITC-LAT-06)

Tensión nominal del cable 12/20kV			
Sección nominal Al HEPR (mm ²)	Resistencia máxima en c.a. y a 105°C Ω/km	Reactancia por fase en Ω/km	Capacidad en μF/km
50	0,847	0,13	0,229
95	0,43	0,118	0,283
150	0,277	0,11	0,333
240	0,168	0,102	0,435
400	0,105	0,096	0,501

$$\Delta U_{III} = 15E - 3 \times 18,19 \times \sqrt{3} \times ((0,277 \times 0,9) + (0,11 \times \sin(\arccos(0,9))))$$

$$\Delta U_{III} = 0,1405 \text{ V} \rightarrow \Delta U_{III}(\%) = \frac{0,1405}{20E3} \times 100\% \approx 0,0007\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 150 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0007% < 5%



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Protege frente a sobrecargas con relés electrónicos con captadores de intensidad por fase, cuya señal alimentará a un disparador electromecánico liberando el dispositivo de retención del interruptor. Ante fallo de los relés electrónicos, los fusibles de la celda de protección de tipo gG, también protegerán frente a sobrecargas, ya que los fusibles instalados tienen una intensidad nominal de 63 A y se cumple las ecuaciones de sobrecarga:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$18,19 \text{ A} \leq 63 \text{ A} \leq 251,36 \text{ A}$$

$$\text{Fusible } I_2 = 1,60 \times I_n$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$1,60 \times 63 \text{ A} \leq 1,45 \times 251,36 \text{ A}$$

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

I_{cc} máxima a soportar por la línea a partir de la potencia de cortocircuito de los datos iniciales:

$$I_{cc} = \frac{350 \times 1000}{\sqrt{3} \times 20} = 10,1 \text{ kA}$$

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores (t_c = 1s):

$$I_{CC150} = 89 \frac{\text{A}}{\text{mm}^2} \times 150 \text{ mm}^2 = 13,35 \text{ kA}$$

Intensidades de cortocircuito admisibles en la pantalla (t_c = 1s):

$$I_{CCpantalla} = 2,12 \text{ kA}$$

Un fusible de intensidad nominal **I_n=63 A** y poder de corte **PdC= 50 kA** con tiempo de corte **t_c = 1 segundo** → $I_{CC150} > I_{CC}$ por lo que el cable estará protegido contra sobreintensidades.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 399

Los tramos LCT1_MTAC y LCT2_MTAC, irán bajo tubería. Los diámetros de la tubería están sujetos a la norma NI 52.95.03 de Iberdrola “Tubos de plástico corrugados y accesorios para canalizaciones subterráneas de distribución”.

Los tubos serán de doble pared, corrugados exteriormente y lisos en su interior fabricados en polietileno o similar, por extrusión, siendo su parte exterior de color teja. La superficie interior deberá resultar lisa al tacto, sin bien se admitirán ligeras ondulaciones propias del proceso de extrusión. La superficie exterior corrugada será uniforme y no presentará deformaciones acusadas, estando coloreada en el proceso de extrusión y no pintado por imprimación.

La unión de los tubos se realizará por enchufe o mediante manguitos de unión, según lo indique el fabricante. El tubo escogido es el TC 110/C →Curvable:

Tabla 73 Diámetro exterior e interior de los tubos protectores (NI 52.95.03)

Designación	Diámetro exterior nominal mm.	Diámetro interior mínimo mm.	Código
TC 90 / R	90	67	5295318
TC 110/C	110	82	5295321
TC 110/R	110	82	5295322
TC 160 / C	160	120	5295324
TC 160 / R	160	120	5295325

Tabla 74 Tapones normalizados (NI 52.95.03)

Designación	Utilización Tipo de tubo	Código
TA-TC 90	TC 90	5295378
TA-TC 110	TC 110	5295381
TA-TC 160	TC 160	5295384

Tabla 75 Manguitos de unión normalizados (NI 52.95.03)

Designación	Utilización Tipo de tubo	Código
MU-TC 110	TC 110	5295342
MU-TC 160	TC 160	5295343
MU-TC 200	TC 200	5295344

Tabla 76 Sección LCT1_MTAC y LCT2_MTAC

	L (m)	S (kVA)	V (kV)	Ib (A)	Iz' (A)	Al-HEPR 12/20kV S(mm2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	Icc (kA)
LCT1_MTAC	15	630	20	18,19	251,4	150	TC 110 C	0,0007%	FUSIBLE	63	50	Cuchillas	10,10
LCT2_MTAC	15	630	20	18,19	251,4	150	TC 110 C	0,0007%	FUSIBLE	63	50	Cuchillas	10,10



2.1.6.6.2. Línea que va de la celda de salida del centro de transformación auxiliar CT3 al entronque aéreo subterráneo

Es la línea que sale de la celda de línea de salida del centro de transformación auxiliar CT3, tiene la finalidad de transportar la energía generada por las placas fotovoltaicas sobrante (parte de la energía generada se vuelve a consumir: motores, inversor, etc.) a la línea de aérea de Alta Tensión. Se puede ver en el plano PLN-02-006 la distribución de esta LCT3_OUTMTAC.



Figura 36 Línea LCT3_OUTMTAC

El cálculo de los conductores de Media Tensión estará sujeto al Reglamento de Líneas para Alta Tensión (R.D. 223/2008) y a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-06 (Líneas subterráneas con cables aislados). También se ha utilizado el manual técnico de Iberdrola (Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV).

Se diseñaran las líneas para que no excedan del 5% su caída de tensión. Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar una tabla resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea, se va a considerar el caso más desfavorable, y es aquel en el que se cede toda la energía generada, pasando por los conductores de la línea LCT3_OUTMTAC toda la intensidad que pasa por las líneas LCT1_MTAC (18,19 A) y LCT2_MTAC (18,19 A).

Tabla 77 Características eléctricas a la salida de los CT

LCT3_OUTMTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (U)	20	kV
Frecuencia	50	Hz
Corriente que circula por la línea ($I_{LCT3_OUTMTAC}$)	36,38	A



Línea LCT3_OUTMTAC salida celda de línea CT3 – entronque aéreo subterráneo:

- Tensión nominal de red 20 kV y tensión más elevada de la red 24 kV.
- Categoría red tipo A tensión nominal del cable $U_0/U \rightarrow 12/20\text{kV}$
- Cable unipolar (3F) de Aluminio con aislamiento HEPR
- Longitud: 52 metros
- Red Subterránea para distribución: enterrados a 1 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno $1 \text{ K} \cdot \text{m} / \text{W}$

Como antes hemos podido observar para las líneas LCT1_MTAC y LCT2_MTAC se ha utilizado un conductor de 150 mm^2 y en la línea LCT3_OUTMTAC circulará el doble de intensidad, por lo que se dimensionará este circuito partiendo de secciones iguales o mayores de 150 mm^2 .

Intensidad de diseño:

$$I_b = 18,19 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 52 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-LAT-06)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1	0,97	0,94	0,9	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 53 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm^2	Resistividad térmica del terreno, K m/W				
		0,8	0,9	1	1,5	2
Cables en interior de tubos enterrados	150	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	185	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	240	1,15	1,12	1,1	1	0,92



Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_p)

El valor de f_p es de una unidad ya que está enterrada a una profundidad de un metro.

Tabla 55 Factor de corrección por profundidad (ITC-LAT-06)

Profundidad (m)	Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,5	1,06	1,08
0,6	1,04	1,06
0,8	1,02	1,03
1	1	1

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_P} = \frac{36,38}{1 \times 1,1 \times 1} = 33,07 \text{ A}$$

Tipología de cable de la instalación



Figura 34 Cable característico Alta Tensión

1 Conductor: cuerda redonda compactada de hilos de aluminio, clase 2, según UNE EN 60228.

2 Semiconductora Interna: capa extrusionada de material conductor.

3 Aislamiento: etileno propileno de alto gradiente, (HEPR 105°C).

4 Semiconductora externa: capa extrusionada de material conductor separable en frío.

5 Pantalla metálica: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm^2 .

6 Separador: cinta de poliéster.

7 Cubierta exterior: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex. (Color rojo).



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Se van a utilizar valores normalizados por Iberdrola. Se dimensionará este circuito partiendo de secciones iguales o mayores de 150 mm².

Los valores normalizados más comunes en Iberdrola para una tensión nominal del cable U₀/U→12/20kV son: 150 mm², 240 mm², 400 mm² y 630 mm², por lo que utilizaremos unas de estas secciones para nuestros cálculos.

Tabla 56 Intensidad admisible de los cables de aluminio (ITC-LAT-06)

Sección AL (mm ²)	DIRECTAMENTE ENTERRADOS		BAJO TUBO	
	XLPE	HEPR	XLPE	HEPR
150	260	275	245	255
240	345	365	320	345
400	445	470	415	450

$$I_z = 255 A \rightarrow 150 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_P = 255 \times 1 \times 1,1 \times 1 = 280,5 A$$

Características dimensionales del cable escogido:

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	D nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	D nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)
12/20 kV				
1x50/16	18,1	4,5	25,8	2,5
1x95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7
1x150/16 (1)	23,8	4,3	32	3
1x240/16 (1)	28	4,3	36	3
1x400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3
1x630/16	41,5	4,5	49,5	2,7

Figura 35 Características dimensionales del cable de Alta Tensión



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III} = L \times I \times \sqrt{3} \times ((R \times \cos \varphi) + (X \times \sin \varphi))$$

ΔU_{III} → Caída de tensión trifásico en la línea

L → Longitud de la línea en km

I → Intensidad que circula por la línea

R → Resistencia de la línea en Ω/km

X → Reactancia de la línea Ω/km

$\cos \varphi$ = factor de potencia (tomamos el valor 0,9)

Tabla 57 Resistencia, reactancia y capacidad en cable 12/20kV (ITC-LAT-06)

Tensión nominal del cable 12/20kV			
Sección nominal Al HEPR (mm ²)	Resistencia máxima en c.a. y a 105°C Ω/km	Reactancia por fase en Ω/km	Capacidad en $\mu\text{F}/\text{km}$
50	0,847	0,13	0,229
95	0,43	0,118	0,283
150	0,277	0,11	0,333
240	0,168	0,102	0,435
400	0,105	0,096	0,501

$$\Delta U_{III} = 52E - 3 \times 36,38 \times \sqrt{3} \times ((0,277 \times 0,9) + (0,11 \times \sin(\arccos(0,9))))$$

$$\Delta U_{III} = 0,974 \text{ V} \rightarrow \Delta U_{III}(\%) = \frac{0,974}{20E3} \times 100\% \approx 0,0049\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 150 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0049% < 5%

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

La salida de la línea LCT3_OUTMTAC deberá estar protegida mediante Fusibles, colocados en el inicio de las instalaciones que alimenten cables subterráneos, es decir esta protección será la de la Celda de Protección general de fusibles del centro de transformación CT3.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

No es obligatorio establecer protecciones contra sobrecargas, pero nuestra Celda de Protección general de fusibles del CT3 si protege frente a sobrecargas con relés electrónicos con captadores de intensidad por fase, cuya señal alimentará a un disparador electromecánico liberando el dispositivo de retención del interruptor. Ante fallo de los relés electrónicos, los fusibles de la celda de protección también protegerán frente a sobrecargas, ya que los fusibles instalados tienen una intensidad nominal de 63 A y se cumple las ecuaciones de sobrecarga:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$36,38 A \leq 63 A \leq 280,5 A$$

$$\text{Fusible } I_2 = 1,60 \times I_n$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$1,60 \times 63 A \leq 1,45 \times 280,5 A$$

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

La protección contra cortocircuitos será también protegida por los fusibles de la Celda de Protección general del centro de transformación CT3, cuya intensidad nominal es de 63 A.

Deben considerarse, en la protección, las intensidades máximas de cortocircuito admisibles para los conductores y las pantallas correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos.

I_{cc} máxima a soportar por la línea a partir de la potencia de cortocircuito de los datos iniciales:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc} \times 1000}{\sqrt{3} \times U}$$

I_{cc} → Intensidad de cortocircuito máxima a soportar por la línea en A

S_{cc} → Potencia de cortocircuito (empresa suministradora Iberdrola → 350MVA)

U → Tensión de red en Kv

$$I_{cc} = \frac{350 \times 1000}{\sqrt{3} \times 20} = 10,1 kA$$



Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores:

$$I_{ccadm} = \frac{k \times S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

La siguiente tabla recoge los resultados de aplicación de la fórmula:

Ahora ponemos la restricción de que la celda de protección general porta fusibles ha sido diseñada para proteger la línea LCT3_OUTMTAC con un tiempo de corte de 1 segundo.

Tabla 58 Densidades máximas de lcc cable Al 12/20kV (ITC-LAT-06)

Densidades máximas de corriente de cortocircuito en los conductores de aluminio, en A/mm ² , de tensión nominal 12/20 kV											
Tipo de Aislamiento	$\Delta\theta$ (K)	Duración del cortocircuito t_{cc} (segundos)									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1	1,5	2	2,5	3
XLPE	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

$$I_{cc150} = 89 \frac{A}{mm^2} \times 150 mm^2 = 13,35 kA > 10,1 kA$$

El cable normalizado de 150 mm² soportará esta intensidad de cortocircuito de 10,1 kA.

Intensidades de cortocircuito admisibles en la pantalla:

Tabla 59 Intensidades de cortocircuito en pantallas de cobre (ITC-LAT-06)

Intensidades de cortocircuito admisible en la pantalla de cobre, en kA										
Tipo de Aislamiento	Sección (mm ²)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos								
		0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
HEPR	16	6,08	4,38	3,58	2,87	2,12	1,72	1,59	1,41	1,32
	25	8,46	6,85	4,85	4,49	3,32	2,77	2,49	2,12	2,01

La pantalla del cable será capaz de soportar:

$$I_{ccpantalla} = 2,12 kA$$

Un fusible de intensidad nominal **In=63 A** y poder de corte **PdC= 50 kA** con tiempo de corte $t_c = 1$ segundo $\rightarrow I_{cc150} > I_{cc}$ por lo que el cable estará protegido contra sobreintensidades.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 407

El tramo LCT3_OUTMTAC irá bajo tubería. Los diámetros de la tubería están sujetos a la norma NI 52.95.03 de Iberdrola “Tubos de plástico corrugados y accesorios (exentos de halógenos) para canalizaciones subterráneas de distribución”.

Los tubos serán de doble pared, corrugados exteriormente y lisos en su interior fabricados en polietileno o similar, por extrusión, siendo su parte exterior de color teja. La superficie interior deberá resultar lisa al tacto, sin bien se admitirán ligeras ondulaciones propias del proceso de extrusión. La superficie exterior corrugada será uniforme y no presentará deformaciones acusadas, estando coloreada en el proceso de extrusión y no pintado por imprimación.

La unión de los tubos se realizará por enchufe o mediante manguitos de unión, según lo indique el fabricante. El tubo escogido es el TC 110/C →Curvable:

Tabla 73 Diámetro exterior e interior de los tubos protectores (NI 52.95.03)

Designación	Diámetro exterior nominal mm.	Diámetro interior mínimo mm.	Código
TC 90 / R	90	67	5295318
TC 110/C	110	82	5295321
TC 110/R	110	82	5295322
TC 160 / C	160	120	5295324
TC 160 / R	160	120	5295325

Tabla 74 Tapones normalizados (NI 52.95.03)

Designación	Utilización Tipo de tubo	Código
TA-TC 90	TC 90	5295378
TA-TC 110	TC 110	5295381
TA-TC 160	TC 160	5295384

Tabla 75 Manguitos de unión normalizados (NI 52.95.03)

Designación	Utilización Tipo de tubo	Código
MU-TC 110	TC 110	5295342
MU-TC 160	TC 160	5295343
MU-TC 200	TC 200	5295344

Tabla 78 Sección LCT3_OUTMTAC

	L (m)	S (kVA)	V (kV)	Ib (A)	Iz' (A)	Al-HEPR 12/20kV S(mm2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	Icc (kA)
LCT3_OUTMTAC	52	-	20	36,37	280,5	150	TC 110 C	0,0049%	FUSIBLE	63	50	Cuchillas	10,10



2.1.6.6.3. Línea de entronque aéreo subterráneo para ceder la energía generada a la red aérea.

Es la línea de entronque que une la línea subterránea procedente del centro de transformación auxiliar CT3 (LCT3_OUTMTAC) con la línea aérea de distribución (LDIS_MTAC). Se puede ver en el plano PLN 02-007 el entronque línea subterránea – línea aérea.

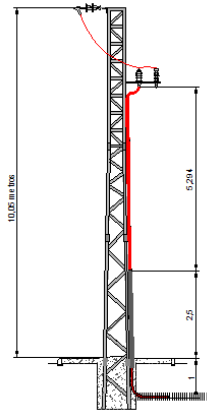


Figura 37 Entronque aéreo - subterráneo

El cálculo de este entronque de Media Tensión estará sujeto al Reglamento de Líneas para Alta Tensión (R.D. 223/2008), al RLAT y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. También se ha utilizado el manual técnico de Iberdrola (Proyecto tipo de línea subterránea de AT 30 kV). Se diseñarán las líneas para que no excedan del 5% su caída de tensión.

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar una tabla resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea, esta va a tener las mismas características eléctricas que la línea subterránea de entrada LCT3_OUTMTAC.

Tabla 79 Características eléctricas a la salida del centro de seccionamiento

L _{ENTRONQUE}		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (U)	20	kV
Frecuencia	50	Hz
Corriente que circula por la línea	36,38	A



Línea LENTRONQUE – entronque aéreo subterráneo:

- Tensión nominal de red 20 kV y tensión más elevada de la red 24 kV.
- Categoría red tipo A tensión nominal del cable $U_0/U \rightarrow 12/20\text{kV}$
- Cable unipolar (3F) de Aluminio con aislamiento HEPR
- Longitud: 8,794 metros
- Red Subterránea para distribución: enterrados a 1 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno $1 \text{ K} \cdot \text{m} / \text{W}$

Intensidad de diseño:

$$I_b = 18,19 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 52 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-LAT-06)

Temperatura de servicio $\theta_s (^\circ\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^\circ\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1	0,97	0,94	0,9	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 53 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm^2	Resistividad térmica del terreno, K m/W				
		0,8	0,9	1	1,5	2
Cables en interior de tubos enterrados	150	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	185	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	240	1,15	1,12	1,1	1	0,92



Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_p)

El valor de f_p es de una unidad ya que está enterrada a una profundidad de un metro.

Tabla 55 Factor de corrección por profundidad (ITC-LAT-06)

Profundidad (m)	Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,5	1,06	1,08
0,6	1,04	1,06
0,8	1,02	1,03
1	1	1

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_p} = \frac{36,38}{1 \times 1,1 \times 1} = 33,07 \text{ A}$$

Tipología de cable de la instalación



Figura 34 Cable característico Alta Tensión

1 Conductor: cuerda redonda compactada de hilos de aluminio, clase 2, según UNE EN 60228.

2 Semiconductora Interna: capa extrusionada de material conductor.

3 Aislamiento: etileno propileno de alto gradiente, (HEPR 105°C).

4 Semiconductora externa: capa extrusionada de material conductor separable en frío.

5 Pantalla metálica: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm^2 .

6 Separador: cinta de poliéster.

7 Cubierta exterior: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex. (Color rojo).



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Se van a utilizar valores normalizados por Iberdrola. Se dimensionará este circuito partiendo de secciones iguales o mayores de 150 mm².

Los valores normalizados más comunes en Iberdrola para una tensión nominal del cable U_o/U→12/20kV son: 150 mm², 240 mm², 400 mm² y 630 mm², por lo que utilizaremos unas de estas secciones para nuestros cálculos.

Tabla 56 Intensidad admisible de los cables de aluminio (ITC-LAT-06)

Sección AL (mm ²)	DIRECTAMENTE ENTERRADOS		BAJO TUBO	
	XLPE	HEPR	XLPE	HEPR
150	260	275	245	255
240	345	365	320	345
400	445	470	415	450

$$I_z = 255 A \rightarrow 150 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_P = 255 \times 1 \times 1,1 \times 1 = 280,5 A$$

Características dimensionales del cable escogido:

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	D nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	D nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)
12/20 kV				
1x50/16	18,1	4,5	25,8	2,5
1x95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7
1x150/16 (1)	23,8	4,3	32	3
1x240/16 (1)	28	4,3	36	3
1x400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3
1x630/16	41,5	4,5	49,5	2,7

Figura 35 Características dimensionales del cable de Alta Tensión



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III} = L \times I \times \sqrt{3} \times ((R \times \cos \varphi) + (X \times \sin \varphi))$$

ΔU_{III} → Caída de tensión trifásico en la línea

L → Longitud de la línea en km

I → Intensidad que circula por la línea

R → Resistencia de la línea en Ω/km

X → Reactancia de la línea Ω/km

$\cos \varphi$ = factor de potencia (tomamos el valor 0,9)

Tabla 57 Resistencia, reactancia y capacidad en cable 12/20kV (ITC-LAT-06)

Tensión nominal del cable 12/20kV			
Sección nominal Al HEPR (mm ²)	Resistencia máxima en c.a. y a 105°C Ω/km	Reactancia por fase en Ω/km	Capacidad en $\mu\text{F}/\text{km}$
50	0,847	0,13	0,229
95	0,43	0,118	0,283
150	0,277	0,11	0,333
240	0,168	0,102	0,435
400	0,105	0,096	0,501

$$\Delta U_{III} = 8,794E - 3 \times 36,38 \times \sqrt{3} \times ((0,277 \times 0,9) + (0,11 \times \sin(\arccos(0,9))))$$

$$\Delta U_{III} = 0,1647 \text{ V} \rightarrow \Delta U_{III}(\%) = \frac{0,1647}{20E3} \times 100\% \approx 0,0008\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 150 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0008% < 5%

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Esta línea está protegida mediante Fusibles, colocados en el inicio de las instalaciones que alimenten cables subterráneos, es decir esta protección será la de la Celda de Protección general de fusibles del centro de transformación CT3.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

No es obligatorio establecer protecciones contra sobrecargas, pero nuestra Celda de Protección general de fusibles del CT3 si protege frente a sobrecargas con relés electrónicos con captadores de intensidad por fase, cuya señal alimentará a un disparador electromecánico liberando el dispositivo de retención del interruptor. Ante fallo de los relés electrónicos, los fusibles de la celda de protección también protegerán frente a sobrecargas, ya que los fusibles instalados tienen una intensidad nominal de 63 A y se cumple las ecuaciones de sobrecarga:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$36,38 \text{ A} \leq 63 \text{ A} \leq 280,5 \text{ A}$$

$$\text{Fusible } I_2 = 1,60 \times I_n$$

$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$$1,60 \times 63 \text{ A} \leq 1,45 \times 280,5 \text{ A}$$

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

La protección contra cortocircuitos será también protegida por los fusibles de la Celda de Protección general del centro de transformación CT3, cuya intensidad nominal es de 63 A.

Deben considerarse, en la protección, las intensidades máximas de cortocircuito admisibles para los conductores y las pantallas correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos.

I_{cc} máxima a soportar por la línea a partir de la potencia de cortocircuito de los datos iniciales:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc} \times 1000}{\sqrt{3} \times U}$$

I_{cc} → Intensidad de cortocircuito máxima a soportar por la línea en A

S_{cc} → Potencia de cortocircuito (empresa suministradora Iberdrola → 350MVA)

U → Tensión de red en Kv

$$I_{cc} = \frac{350 \times 1000}{\sqrt{3} \times 20} = 10,1 \text{ kA}$$



Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores:

$$I_{CCadm} = \frac{k \times S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

La siguiente tabla recoge los resultados de aplicación de la fórmula:

Ahora ponemos la restricción de que la celda de protección general porta fusibles ha sido diseñada para proteger la línea con un tiempo de corte de 1 segundo.

Tabla 58 Densidades máximas de lcc cable Al 12/20kV (ITC-LAT-06)

Densidades máximas de corriente de cortocircuito en los conductores de aluminio, en A/mm ² , de tensión nominal 12/20 kV											
Tipo de Aislamiento	$\Delta\theta$ (K)	Duración del cortocircuito t _{cc} (segundos)									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1	1,5	2	2,5	3
XLPE	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

$$I_{CC150} = 89 \frac{A}{mm^2} \times 150 mm^2 = 13,35 kA > 10,1 kA$$

El cable normalizado de 150 mm² soportará esta intensidad de cortocircuito de 10,1 kA.

Intensidades de cortocircuito admisibles en la pantalla:

Tabla 59 Intensidades de cortocircuito en pantallas de cobre (ITC-LAT-06)

Intensidades de cortocircuito admisible en la pantalla de cobre, en kA										
Tipo de Aislamiento	Sección (mm ²)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos								
		0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
HEPR	16	6,08	4,38	3,58	2,87	2,12	1,72	1,59	1,41	1,32
	25	8,46	6,85	4,85	4,49	3,32	2,77	2,49	2,12	2,01

La pantalla del cable será capaz de soportar:

$$I_{CCpantalla} = 2,12 kA$$

Un fusible de intensidad nominal **In=63 A** y poder de corte **PdC= 50 kA** con tiempo de corte $t_c = 1$ segundo $\rightarrow I_{CC150} > I_{CC}$ por lo que el cable estará protegido contra sobreintensidades.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 415

Este tramo irá entubado sobre la estructura con una altura no inferior a 2,5 metros y un diámetro exterior de como mínimo de **1,5 veces** el diámetro de la terna de cables. El tubo será de acero galvanizado y se obturará por la parte superior para evitar la entrada de agua (capuchón de protección).

A continuación se muestra una tabla resumen:

Tabla 80 Sección entronque

	L (m)	V (kV)	Ib (A)	Iz' (A)	Al-HEPR 12/20kV S(mm2)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	Icc (kA)
LENTRONQUE	8,794	20	36,37	281,6	150	0,0008%	FUSIBLE	63	50	Cuchillas	10,10



2.2. Instalación para el consumo de la energía

2.2.1. Cálculo de secciones y aparamenta de la instalación

A continuación se van a realizar los cálculos correspondientes a los cables que distribuyen la energía para ser consumida, estos cálculos pretenden obtener la sección de los cables y posteriormente seleccionar los elementos de protección que protegerían a dicha instalación, antes de nada debemos saber que fórmulas serán las que se utilicen para realizar de manera adecuada estos cálculos, a continuación se presentan dichas fórmulas en los siguientes apartados.

2.2.1.1. Corriente Alterna en Media Tensión (Subterránea) ITC-LAT-06:

Intensidad de diseño:

$$I_b = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_L}$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño

$S \rightarrow$ Potencia aparente

$V_L \rightarrow$ Tensión de línea

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Una vez calculado esta intensidad deberemos aplicar los siguientes factores de protección:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Este factor depende de la temperatura a la que esté el terreno ($^{\circ}\text{C}$) y el tipo de cubierta de protección que tendrá nuestro el conductor XLPE (90°C) y HEPR (105°C):

Tabla 52 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-LAT-06)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1	0,97	0,94	0,9	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78



Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Este factor depende de la resistividad térmica del terreno Km/W y de la sección del cable conductor en mm²:

Tabla 53 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K m/W				
		0,8	0,9	1	1,5	2
Cables en interior de tubos enterrados	150	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	185	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	240	1,15	1,12	1,1	1	0,92

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Este factor depende de la profundidad (m) a la que está instalado el cable conductor y la sección mm²:

Tabla 54 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-LAT-06)

Profundidad (m)	Cables bajo tubo de sección	
	≤185 mm ²	> 185 mm ²
0,5	1,06	1,08
0,6	1,04	1,06
0,8	1,02	1,03
1	1	1


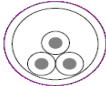
Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_P}$$

Una vez corregida la intensidad de diseño por los factores de corrección pertinentes, podemos meternos con esa intensidad a la tabla y buscar valores superiores a esta intensidad (admisible), una vez escogido la intensidad admisible por el conductor podremos saber que sección tendrá el conductor que vamos a utilizar.



Tabla 56 Intensidad admisible de los cables de aluminio (ITC-LAT-06)

Tensión nominal del cable 12/20kV				
Sección AL (mm ²)	DIRECTAMENTE ENTERRADOS		BAJO TUBO	
				
	XLPE	HEPR	XLPE	HEPR
50	140	145	130	135
70	170	180	160	170
95	205	215	190	200
120	235	245	215	230
150	260	275	245	255
185	295	315	280	290
240	345	365	320	345
300	390	410	365	390
400	445	470	415	450

Cuando seleccionemos la intensidad admisible por el conductor, deberemos aplicarle los factores de corrección de manera inversa, obteniendo así la intensidad admisible corregida:

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_P$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III} = L \times I \times \sqrt{3} \times ((R \times \cos \varphi) + (X \times \sin \varphi))$$

ΔU_{III} → Caída de tensión trifásico en la línea

L → Longitud de la línea en km

I → Intensidad que circula por la línea

R → Resistencia de la línea en Ω/km

X → Reactancia de la línea Ω/km

$\cos \varphi$ = factor de potencia (tomamos el valor 0,9)



Tabla 57 Resistencia, reactancia y capacidad en cable 12/20kV (ITC-LAT-06)

Tensión nominal del cable 12/20kV			
Sección nominal Al HEPR (mm ²)	Resistencia máxima en c.a. y a 105°C Ω/km	Reactancia por fase en Ω/km	Capacidad en μF/km
95	0,43	0,118	0,283
150	0,277	0,11	0,333
240	0,168	0,102	0,435

Sustituyendo valores de la tabla obtendremos la caída de tensión:

$$\Delta U_{III} = L \times I \times \sqrt{3} \times ((R \times \cos \varphi) + (X \times \sin \varphi))$$

Su porcentaje será:

$$\Delta U_{III}(\%) = \frac{\Delta U_{III}}{20E3} \times 100\%$$

Se cumplirá criterio de la caída de tensión si $\Delta U_{III}(\%) < 5\%$

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS**

Deben considerarse, en la protección, las intensidades máximas de cortocircuito admisibles para los conductores y las pantallas correspondientes a tiempos de desconexión comprendidos entre 0,1 y 3 segundos.

I_{cc} máxima a soportar por la línea a partir de la potencia de cortocircuito de los datos iniciales:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc} \times 1000}{\sqrt{3} \times V_L}$$

I_{cc} → Intensidad de cortocircuito máxima a soportar por la línea en A

S_{cc} → Potencia de cortocircuito (empresa suministradora Iberdrola → 350MVA)

V_L → Tensión de línea en kV

Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores:

$$I_{ccadm} = \frac{k \times S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

La siguiente tabla recoge los resultados de aplicación de la fórmula:

Tabla 58 Densidades máximas de I_{cc} cable Al 12/20kV (ITC-LAT-06)

Densidades máximas de corriente de cortocircuito en los conductores de aluminio, en A/mm ² , de tensión nominal 12/20 kV											
Tipo de Aislamiento	Δθ (K)	Duración del cortocircuito t _{cc} (segundos)									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1	1,5	2	2,5	3
XLPE	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

Dependiendo del tipo de aislamiento y la duración del cortocircuito, se podrán tener diferentes densidades máximas de corriente de cortocircuito (A/mm²), multiplicando por la sección del conductor obtendremos la máxima corriente de cortocircuito que puede soportar dicho conductor y esta debe ser mayor que la intensidad de cortocircuito previsible.

$$I_{cc150} = d \frac{A}{mm^2} \times S \text{ mm}^2 > I_{cc}$$



Intensidades de cortocircuito admisibles en la pantalla:

Es interesante saber la intensidad de cortocircuito admisible en las pantallas de cobre que recubren al conductor, para seleccionar la pantalla adecuada que deber proteger al cable.

Tabla 59 Intensidades de cortocircuito en pantallas de cobre (ITC-LAT-06)

Intensidades de cortocircuito admisible en la pantalla de cobre, en kA										
Tipo de Aislamiento	Sección (mm ²)	Duración del cortocircuito, tcc, en segundos								
		0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
HEPR	16	6,08	4,38	3,58	2,87	2,12	1,72	1,59	1,41	1,32
	25	8,46	6,85	4,85	4,49	3,32	2,77	2,49	2,12	2,01

Con estas consideraciones debemos elegir un elemento de protección (Fusible) que proteja adecuadamente las instalaciones, para esto debe cumplir lo siguiente:

Fusible:

$$t_{cc\text{dispositivo}} < t_{mcic} \text{ (5 s)}$$

$$PdC > I_{cc} \text{ (PdC: Poder de Corte del dispositivo)}$$

$$I_{cc} > I_2$$

2.2.1.2. Corriente Alterna en Baja Tensión ITC-BT-19:

Intensidad de diseño:

$$\text{Trifásica} \rightarrow I_b = \frac{S}{\sqrt{3} \times V_L}; \text{Con motores} \rightarrow I_b = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_L \times \cos \varphi \times \eta}$$

$$\text{Monofásica} \rightarrow I_b = \frac{S}{V}$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño

$S \rightarrow$ Potencia aparente

$P \rightarrow$ Potencia activa



$V_L \rightarrow$ Tensión de línea

$V \rightarrow$ Tensión monofásica

$\cos \varphi \rightarrow$ Factor de potencia

$\eta \rightarrow$ Rendimiento

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Una vez calculado esta intensidad deberemos aplicar los siguientes factores de protección:

Factor de corrección por arranque:

Motores (1,25 x Motor de mayor potencia)

MÉTODO D

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Este factor depende de la temperatura a la que esté el terreno ($^{\circ}\text{C}$) y el tipo de cubierta de protección que tendrá nuestro el conductor XLPE (90°C) y PVC (70°C):

Tabla 81 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-19)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,08	1,05	1	0,97	0,93	0,86	0,83	0,79
70	1,16	1,11	1,06	1	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Este factor depende de la resistividad térmica del terreno Km/W:

Tabla 82 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-19)

Tipo de cable	Resistividad térmica K.m/W				
	1	1,5	2	2,5	3
Factor corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96



Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Es cuando por un mismo canal o conductos discurren varios circuitos a la vez y depende de la distancia que haya entre ellos y la cantidad de circuitos:

Tabla 83 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19)

Número de cables multiconductores o grupos de 2 o 3 cables unipolares (un circuito por conducto)	Distancia entre conductos			
	Nula (en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,9	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,9	0,95
4	0,7	0,8	0,85	0,9
5	0,65	0,8	0,85	0,9
6	0,6	0,8	0,8	0,9

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Este factor depende de la profundidad (m) a la que está instalado el cable conductor:

Tabla 84 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-19)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97

MÉTODO B2

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Este factor corrige la temperatura que hace en el lugar donde se instala el cable:

Tabla 85 Factor de corrección temperatura ambiente (ITC-BT-19)

Temperatura ambiente, θ_{ta} , en $^{\circ}\text{C}$										
10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
1,26	1,23	1,19	1,14	1,1	1,05	1	0,96	0,9	0,83	0,78



Factor de corrección exposición solar (f_s)

No está expuesto al sol

Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Es cuando por un mismo canal o conductos discurren varios circuitos a la vez y depende de la distancia que haya entre ellos y la cantidad de circuitos:

Tabla 86 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19)

	Número total de circuitos de la canalización								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Agrupados al aire sobre una superficie, embutida (dentro de un mismo tubo, canal o conducto) o empotrados	1	0,8	0,7	0,7	0,55	0,5	0,45	0,4	0,4
Capa única sobre muro o suelo	1	0,85	0,8	0,75	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Capa única fijada al techo	0,95	0,8	0,7	0,7	0,65	0,6	0,6	0,6	0,6

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{\text{Factores de corrección}}$$

Una vez corregida la intensidad de diseño por los factores de corrección pertinentes, podemos meternos con esa intensidad a las tablas y buscar valores superiores a esta intensidad (admisible), una vez escogido la intensidad admisible por el conductor podremos saber que sección tendrá el conductor que vamos a utilizar.

MÉTODO D

Tabla 87 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método D)

Método D	Sección (mm ²)	6	10	16	25
Cobre	XLPE2	53	70	91	116
	XLPE3	44	58	75	96



MÉTODO B2

Tabla 88 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método B2)

Método B2	Sección (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Cobre	XLPE2	16,5	23	31	40	54	73	96	119	145
	XLPE3	16	22	30	37	52	70	88	110	133

Cuando seleccionemos la intensidad admisible por el conductor, deberemos aplicarle los factores de corrección de manera inversa, obteniendo así la intensidad admisible corregida:

$$I_z' = I_z \times \text{Factores de corrección}$$

En el caso de que haya neutro, este se calculará según la tabla siguiente:

Tabla 51 Sección del neutro (ITC-BT-07.1)

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16
35	16
50	25
70	35
95	50
120	70
150	70

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

Monofásica:

$$\Delta U_{II} = \frac{2 \times R \times P}{U} \rightarrow \Delta U_{II}(\%) = \frac{\Delta U_{II}}{U} \times 100$$

Trifásica:

$$\Delta U_{III} = \frac{R \times P}{U} \rightarrow \Delta U_{III}(\%) = \frac{\Delta U_{III}}{U} \times 100$$

Al ser la sección muy pequeña no se considerará que haya reactancia inductiva en la línea.



Se tendrá en cuenta la caída de tensión desde el inicio de la instalación, por lo que esta irá aumentando conforme va hacia aguas abajo de la instalación.

$\Delta U_{II} \rightarrow$ Caída de tensión monofásica

$\Delta U_{III} \rightarrow$ Caída de tensión trifásica en la línea

P \rightarrow Potencia instalada

R \rightarrow Resistencia de la línea en Ω/km

Resistencia de línea:

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}}$$

$\rho_{90} \rightarrow$ Resistividad en función del conductor y su aislamiento. Para el cobre XLPE se obtiene un valor de $(0,023 \Omega/\text{mm}^2)$

L \rightarrow Longitud de la línea

S \rightarrow Sección de la línea

Se cumplirá criterio de la caída de tensión si $\Delta U(\%) < 4,5\% < 6,5\%$

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$I_2 \leq 1,45 \times I_z'$$

$I_b \rightarrow$ Intensidad de diseño. Considerando sobrecargas previsibles.

$I_n \rightarrow$ Intensidad nominal del elemento de protección.

$I_z \rightarrow$ Intensidad máxima admisible por el cable.

$I_2 \rightarrow$ Intensidad convencional de funcionamiento según aparamenta:

Fusibles: $I_2 = 1,6 \times I_n$

Interruptores Automáticos: $I_2 = 1,3 \times I_n$

Interruptores Magnetotérmicos: $I_2 = 1,45 \times I_n$



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Ante posibles cortocircuitos no se tendrán en cuenta la aportación de motores ya que el sumatorio de los motores afectados en dicho corte es menor que la corriente de cortocircuito en ese punto multiplicado por 0,01 (UNE 21-239-94):

$$\sum I_n \leq 0,01 \times I_{cc}$$

Teniendo en cuenta esto, se calculará la Intensidad de cortocircuito al principio y al final de la línea de la forma siguiente:

Monofásica:

$$I_{ccN} = \frac{U}{2 \times R + (Z_{equivalente})}$$

I_{ccN} → Intensidad de cortocircuito (I_{ccI} en inicio de línea e I_{ccF} en final de línea)

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios

$Z_{equivalente}$ → Impedancia aguas arriba de la línea en ohmios

Trifásica:

$$I_{ccN} = \frac{U}{\sqrt{3} \times (R + Z_{equivalente})}$$

I_{ccN} → Intensidad de cortocircuito (I_{ccI} en inicio de línea e I_{ccF} en final de línea)

U → Tensión de línea trifásica

R → Resistencia de la línea en ohmios

$Z_{equivalente}$ → Impedancia aguas arriba de la línea en ohmios

Con estas consideraciones debemos elegir un elemento de protección (Fusible ó PIA) que proteja adecuadamente las instalaciones, para esto debe cumplir lo siguiente:



Fusible:

Criterio energético: $(I^2 t)_{dispositivo} < (k \times S)^2_{admisible} \rightarrow t_c < 100 \text{ ms}$

Dónde:

$I^2 t$ = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

También se debe cumplir:

$PdC > I_{cc}$ (PdC: Poder de Corte del dispositivo)

$I_{cc} > I_2$

Interruptores automáticos

$PdC > I_{cc}$ (PdC: Poder de Corte del dispositivo)

$I_{cc} > IMAG$

Curvas válidas. (Para protección con interruptores automáticos dotados de Relé Electromagnético). Por debajo del valor I_m , actúa el relé térmico (sobrecargas), por encima, el electromagnético (cortocircuitos).

Curva B ($3I_n \leq I_m \leq 5I_n$) $IMAG = 5 I_n$

Curva C ($5I_n \leq I_m \leq 10I_n$) $IMAG = 10 I_n$

Curva D ($10I_n \leq I_m \leq 20I_n$) $IMAG = 20 I_n$

Una vez finalizado la presentación de los cálculos que se realizan en este apartado, se procede a utilizar dichas fórmulas y tablas para seleccionar la sección del cable conductor adecuado y la aparamenta que la protegerá.



2.2.1.3. Línea de Consumo de la energía en Corriente Alterna en Media Tensión

Se va a trazar una línea de Media Tensión subterránea para que el transformador auxiliar del centro de transformación CT3 alimente a los consumos que hay en el generador solar fotovoltaico (consumos propios de los centros de transformación y motores de los seguidores solares. Se realiza esta línea porque en la actualidad, no hay líneas eléctricas de Media Tensión cercanas al emplazamiento de nuestra instalación, así que hemos trazado una línea desde el centro de transformación más cercano que está a una distancia de 247 metros para poder satisfacer dicha demanda. Se puede ver en el plano PLN 03-001 la distribución de esta línea subterránea de Media Tensión LCT3_INMTAC.

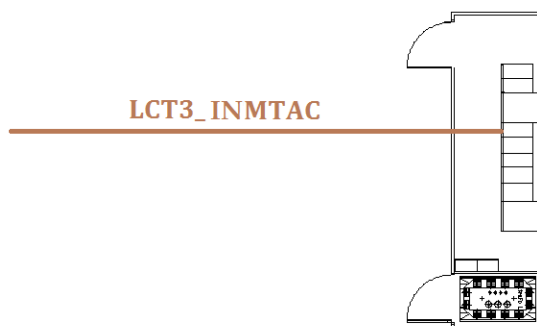


Figura 38 Línea LCT3_INMTAC

El cálculo de los conductores de Media Tensión estará sujeto al Reglamento de Líneas para Alta Tensión (R.D. 223/2008) y a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-LAT-06 (Líneas subterráneas con cables aislados). También se ha utilizado el manual técnico de Iberdrola (Proyecto tipo de línea subterránea de AT HASTA 30 kV). Se diseñarán las líneas para que no excedan del 5% su caída de tensión. Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar una tabla resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea.

Tabla 89 Características eléctricas a la entrada del CT3

LCT3_INMTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (U)	20	kV
Frecuencia	50	Hz
Corriente que circula por la línea ($I_{LCT3_OUTMTAC}$)	0,72	A



Línea LCT3_INMTAC línea subterránea – celda de línea de entrada CT3:

- Tensión nominal de red 20 kV y tensión más elevada de la red 24 kV.
- Categoría red tipo A tensión nominal del cable $U_0/U \rightarrow 12/20\text{kV}$
- Cable unipolar (3F) de Aluminio con aislamiento HEPR
- Longitud: 247 metros
- Red Subterránea para distribución: enterrados a 1 metros.
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno $1 \text{ K} \cdot \text{m} / \text{W}$

Se dimensionará este circuito partiendo de secciones iguales o mayores de 150 mm^2 según la normativa Iberdrola.

Intensidad de diseño:

$$I_b = 0,72 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 52 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-LAT-06)

Temperatura de servicio $\theta_s (^\circ\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^\circ\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105	1,09	1,06	1,03	1	0,97	0,94	0,9	0,87	0,83
90	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 53 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-LAT-06)

Tipo de instalación	Sección del conductor mm^2	Resistividad térmica del terreno, K m/W				
		0,8	0,9	1	1,5	2
Cables en interior de tubos enterrados	150	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	185	1,14	1,12	1,1	1	0,93
	240	1,15	1,12	1,1	1	0,92



Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_p)

El valor de f_p es de una unidad ya que está enterrada a una profundidad de un metro.

Tabla 55 Factor de corrección por profundidad (ITC-LAT-06)

Profundidad (m)	Cables bajo tubo de sección	
	$\leq 185 \text{ mm}^2$	$> 185 \text{ mm}^2$
0,5	1,06	1,08
0,6	1,04	1,06
0,8	1,02	1,03
1	1	1

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_p} = \frac{0,72}{1 \times 1,1 \times 1} = 0,6545 \text{ A}$$

Tipología de cable de la instalación



Figura 34 Cable característico Alta Tensión

1 Conductor: cuerda redonda compactada de hilos de aluminio, clase 2, según UNE EN 60228.

2 Semiconductora Interna: capa extrusionada de material conductor.

3 Aislamiento: etileno propileno de alto gradiente, (HEPR 105°C).

4 Semiconductora externa: capa extrusionada de material conductor separable en frío.

5 Pantalla metálica: hilos de cobre en hélice con cinta de cobre a contraespira. Sección total 16 mm^2 .

6 Separador: cinta de poliéster.

7 Cubierta exterior: poliolefina termoplástica, Z1 Vemex. (Color rojo).



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Se van a utilizar valores normalizados por Iberdrola. Se dimensionará este circuito partiendo de secciones iguales o mayores de 150 mm².

Los valores normalizados más comunes en Iberdrola para una tensión nominal del cable U₀/U→12/20kV son: 150 mm², 240 mm², 400 mm² y 630 mm², por lo que utilizaremos unas de estas secciones para nuestros cálculos.

Tabla 56 Intensidad admisible de los cables de aluminio (ITC-LAT-06)

Sección AL (mm ²)	DIRECTAMENTE ENTERRADOS		BAJO TUBO	
	XLPE	HEPR	XLPE	HEPR
150	260	275	245	255
240	345	365	320	345
400	445	470	415	450

$$I_z = 255 A \rightarrow 150 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_P = 255 \times 1 \times 1,1 \times 1 = 280,5 A$$

Características dimensionales del cable escogido:

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	D nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	D nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)
12/20 kV				
1x50/16	18,1	4,5	25,8	2,5
1x95/16 (1)	20,9	4,3	28,6	2,7
1x150/16 (1)	23,8	4,3	32	3
1x240/16 (1)	28	4,3	36	3
1x400/16 (1)	33,2	4,3	41,3	3
1x630/16	41,5	4,5	49,5	2,7

Figura 35 Características dimensionales del cable de Alta Tensión



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III} = L \times I \times \sqrt{3} \times ((R \times \cos \varphi) + (X \times \sin \varphi))$$

ΔU_{III} → Caída de tensión trifásico en la línea

L → Longitud de la línea en km

I → Intensidad que circula por la línea

R → Resistencia de la línea en Ω/km

X → Reactancia de la línea Ω/km

$\cos \varphi$ = factor de potencia (tomamos el valor 0,9)

Tabla 57 Resistencia, reactancia y capacidad en cable 12/20kV (ITC-LAT-06)

Tensión nominal del cable 12/20kV			
Sección nominal Al HEPR (mm ²)	Resistencia máxima en c.a. y a 105°C Ω/km	Reactancia por fase en Ω/km	Capacidad en $\mu\text{F}/\text{km}$
95	0,43	0,118	0,283
150	0,277	0,11	0,333
240	0,168	0,102	0,435

$$\Delta U_{III} = 247E - 3 \times 0,72 \times \sqrt{3} \times ((0,277 \times 0,9) + (0,11 \times \sin(\arccos(0,9))))$$

$$\Delta U_{III} = 0,092 \text{ V} \rightarrow \Delta U_{III}(\%) = \frac{0,092}{20E3} \times 100\% \approx 0,0005\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 150 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0005% < 5%

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

La línea LCT3_INMTAC deberá estar protegida mediante Fusibles colocados en el inicio de las instalaciones que alimenten cables subterráneos, es decir esta protección estará en el centro de transformación en el cual se inicia la línea LCT3_INMTAC, por lo que Iberdrola deberá asegurar que la línea estará protegida. Esta línea al igual que las calculadas anteriormente estará protegida frente a sobrecargas y cortocircuitos si utilizamos un fusible de intensidad nominal **In = 63 A** y poder de corte **PdC = 50 kA** con tiempo de corte $t_c = 1$ segundo $\rightarrow I_{CC150} > I_{CC}$ por lo que el cable estará protegido contra sobreintensidades.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 434

El tramo LCT3_INMTAC irá bajo tubería. Los diámetros de la tubería están sujetos a la norma NI 52.95.03 de Iberdrola “Tubos de plástico corrugados y accesorios (exentos de halógenos) para canalizaciones subterráneas de distribución”.

Los tubos serán de doble pared, corrugados exteriormente y lisos en su interior fabricados en polietileno o similar, por extrusión, siendo su parte exterior de color teja. La superficie interior deberá resultar lisa al tacto, sin bien se admitirán ligeras ondulaciones propias del proceso de extrusión. La superficie exterior corrugada será uniforme y no presentará deformaciones acusadas, estando coloreada en el proceso de extrusión y no pintado por imprimación.

La unión de los tubos se realizará por enchufe o mediante manguitos de unión, según lo indique el fabricante. El tubo escogido es el TC 110/C →Curvable:

Tabla 73 Diámetro exterior e interior de los tubos protectores (NI 52.95.03)

Designación	Diámetro exterior nominal mm.	Diámetro interior mínimo mm.	Código
TC 90 / R	90	67	5295318
TC 110/C	110	82	5295321
TC 110/R	110	82	5295322
TC 160 / C	160	120	5295324
TC 160 / R	160	120	5295325

Tabla 74 Tapones normalizados (NI 52.95.03)

Designación	Utilización Tipo de tubo	Código
TA-TC 90	TC 90	5295378
TA-TC 110	TC 110	5295381
TA-TC 160	TC 160	5295384

Tabla 75 Manguitos de unión normalizados (NI 52.95.03)

Designación	Utilización Tipo de tubo	Código
MU-TC 110	TC 110	5295342
MU-TC 160	TC 160	5295343
MU-TC 200	TC 200	5295344

Tabla 90 Sección LCT3_INMTAC

	L (m)	S (kVA)	V (kV)	Ib (A)	Iz' (A)	AI-HEPR 12/20kV S(mm2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	Icc (kA)
LCT3_INMTAC	247	25	20	0,72	280,5	150	TC 110 C	0,0005%	FUSIBLE	64	50	Cuchillas	10,10



2.2.1.4. Línea de Consumo de la energía en Corriente Alterna en Baja Tensión

A la salida de los cuadros de Baja Tensión del transformador, se realizarán tres líneas subterráneas de Baja Tensión en Corriente Alterna que distribuye la energía demandada por cada uno de los centros de transformación. Estas líneas son:

- LCT3_BTAC: Distribuye la energía necesaria para los consumos propios del centro de transformación 3 (luminarias y enchufe).
- LCT2_BTAC: Distribuye la energía necesaria para los consumos propios del centro de transformación 2 (luminaria, enchufe e inversor) y para los consumos de los motores del campo solar fotovoltaico 2.
- LCT1_BTAC: Distribuye la energía necesaria para los consumos propios del centro de transformación 1 (luminaria, enchufe e inversor) y para los consumos de los motores del campo solar fotovoltaico 1.

A modo resumen podemos observar en la figura 39, podemos ver estas líneas que distribuirán la energía hacia los consumos de cada centro de transformación. En los planos PLN-03-003 y PLN-03-004 se puede ver con más detalle esta distribución. También podemos ver el esquema unifilar de estas líneas en el plano PLN-03-008.

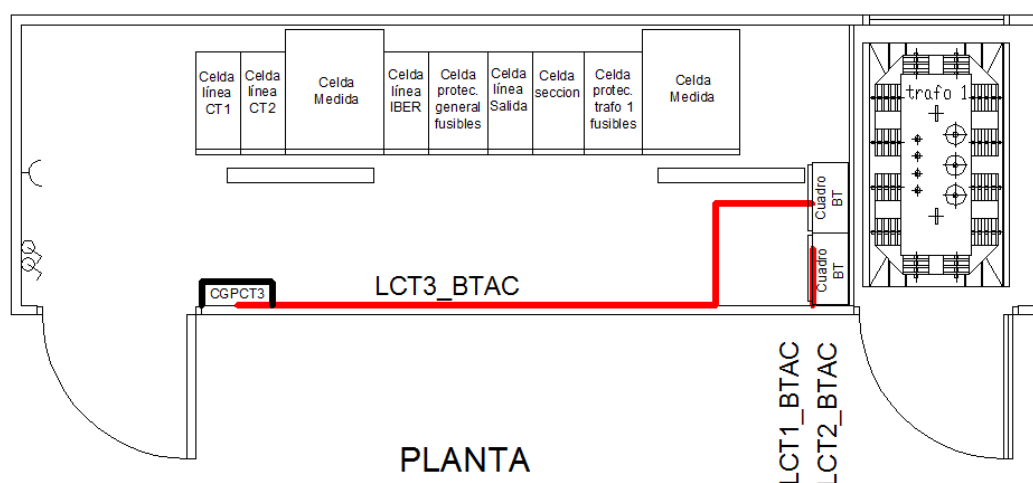


Figura 39 Líneas de Baja Tensión a la salida del transformador 3

Una vez presentadas dichas líneas, vamos a calcular las secciones de las líneas LCT1_BTAC, LCT2_BTAC y LCT3_BTAC y las líneas que hay aguas abajo de estas.



2.2.1.4.1. Líneas que distribuyen la energía a los consumos propios del centro de transformación auxiliar 3.

Esta línea es la que transporta la energía de Corriente Alterna a las cargas que se conectan en el centro de transformación auxiliar (CT3).

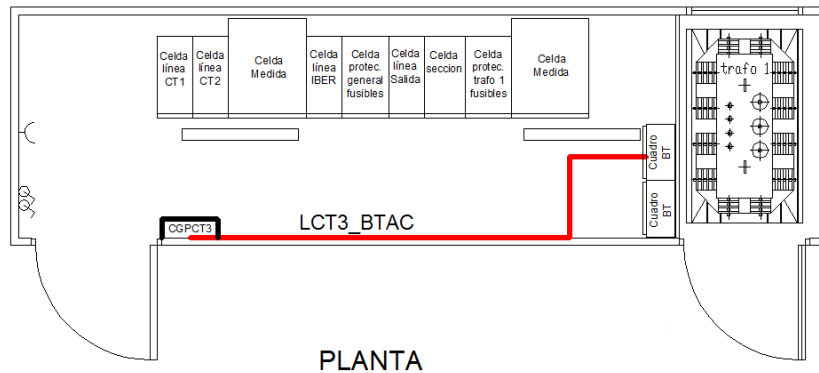


Figura 40 Línea LCT3_BTAC

Podemos observar en la figura 40, que el conductor traza un recorrido desde el cuadro de Baja Tensión del transformador 3, que está dentro del Centro de transformación auxiliar, hacia el cuadro general de protección situado en el centro de transformación auxiliar CT3. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en el plano PLN-03-003.

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 4,5 % para alumbrado y del 6,5 % para los demás usos, considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador.

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 91, un resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea LCT3_BTAC.

Tabla 91 Características línea LCT3_BTAC

Línea LCT3_BTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (V_{AC})	3AC 400	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente total máxima de salida ($I_{AC OP, máx}$)	1,74	A
Potencia instalada en la red (kW)	1205	W



Línea LCT3_BTAC cuadro de Baja Tensión CT3 – CGPCT3:

- Cable unipolar (3F+N) de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 8 metros
- Tensión de servicio: 400 V
- Potencia: 1205 W
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W

Intensidad de diseño:

$$I_b = 1,74 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 81 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-19)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,08	1,05	1	0,97	0,93	0,86	0,83	0,79
70	1,16	1,11	1,06	1	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 82 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-19)

Tipo de cable	Resistividad térmica K.m/W				
	1	1,5	2	2,5	3
Factor corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 1

No hay cables agrupados



Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Tabla 84 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-19)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{1,74}{1 \times 1,18 \times 1 \times 1,03} = 1,43 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 87 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método D)

Método D	Sección (mm ²)	6	10	16	25
Cobre	XLPE2	53	70	91	116
	XLPE3	44	58	75	96

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 1 \times 1,03 = 53,48 \text{ A}$$

Sección del neutro = **6 mm²**

Tabla 51 Sección del neutro (ITC-BT-07.1)

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10
16 (Al)	16
25	16



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III} = \frac{R \times P}{U}$$

ΔU_{III} → Caída de tensión trifásico en la línea

R → Resistencia de la línea en ohmios

P → Potencia en vatios transportada por la línea

U → Tensión de la línea

Resistencia

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)}$$

$$R = 0,023 \times \frac{8}{6} = 30,7 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U = \frac{30,7 \times 10^{-3} \times 1,21 \times 10^3}{400} = 0,0929 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0232\%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0232% < 6,5 %

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalarán dos elementos de protección para esta línea uno a la salida del transformador auxiliar (Fusible) y otro a la entrada del cuadro general de protección del centro de transformación auxiliar (Magnetotérmico PIA).

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo fusible protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$1,74 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 53,48 \text{ A}$$

$$\text{Fusible } I_n = 16 \text{ A}$$

$$\text{Fusible } I_2 = 1,6 \times I_n$$

$$1,6 \times 16 \text{ A} \leq 1,45 \times 53,48 \text{ A}$$



Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un FUSIBLE con intensidad nominal de 16 A para proteger frente a sobrecargas.

El dispositivo Magnetotérmico (PIA) protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$1,74 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 53,48 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 16 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 16 \text{ A} \leq 1,45 \times 53,48 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 16 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito a la salida del transformador de 25 kVA será la intensidad de cortocircuito al principio de esta línea.

$$I_{ccI} = \frac{U}{\sqrt{3} \times (Z_{red} + Z_{trafo})}$$

$$Z_{red} = j \frac{U^2}{S_{cc}}$$

$$Z_{trafo} = \varepsilon_{cc} \times j \frac{U^2}{S_{trafo}}$$

I_{ccI} → Intensidad de cortocircuito en inicio de línea

U → Tensión trifásica en V

Z_{red} → Impedancia de red 20/0,4 kV

S_{cc} → Potencia de cortocircuito de línea (empresa suministradora 350 MVA)

Z_{trafo} → Impedancia del transformador

ε_{cc} → Tensión (%) de cortocircuito en el transformador (4%)

S_{trafo} → Potencia del transformador



$$I_{ccI} = \frac{400}{\sqrt{3} \times j \left(\frac{400^2}{350 E6} + 0,04 \times \frac{400^2}{25 E3} \right)} = 0,9 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \times (R + j (Z_{red} + Z_{trafo}))}$$

I_{ccF} → Intensidad de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

Z_{red} → Impedancia de red 20/0,4 kV

Z_{trafo} → Impedancia del transformador

R → Resistencia de línea (30,7 E-3)

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3} \times \left(30,7 E - 3 + j \left(\frac{400^2}{350 E6} + 0,04 \times \frac{400^2}{25 E3} \right) \right)} = 0,894 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** tetrapolar en el cuadro general de protección del centro de transformación auxiliar (CT3), con la finalidad de proteger las líneas que hay aguas abajo. Este PIA de CA tendrá una Intensidad nominal **In = 16 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 160 A < 0,894 kA**; **Iz' = 53,48 A < 80 A = 5 In**.

Se instalará un **FUSIBLE** de CA de Intensidad nominal **In = 16 A**, con Poder de Corte **PdC = 120 kA**, al principio de línea, en la salida del transformador (cuadro de protección en Baja Tensión) para proteger frente sobrecargas y cortocircuitos.

$$(I^2 t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$
$$t_c < 100 \text{ ms}$$



Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 442

I^2t = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

Tabla 61 Valor k según tipo de cable y aislamiento (UNE 20460-4-43)

	Aislamiento de los conductores							Mineral Con PVC	Mineral Desnudo
	PVC 70°C ≤ 300 mm²	PVC 70°C > 300 mm²	PVC 90°C ≤ 300 mm²	PVC 90°C > 300 mm²	PR/EPR	Goma 60 °C			
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60		70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200		160	250
Material del conductor									
Cobre	115	103	100	86	143	141		115 ^u	135

$$(k \times S)_{admisible}^2 = (143 \times 6)^2 \approx 7,4 \times 10^5 A^2s$$

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

Fusible gG/gL 500V- 16NH1G:

$$I^2t = 2,2 \times 10^3 A^2s$$



Línea 1 de consumo de Corriente Alterna y protección en Baja Tensión en CT3

Esta línea es la que se encarga de alimentar al tubo fluorescente 1.

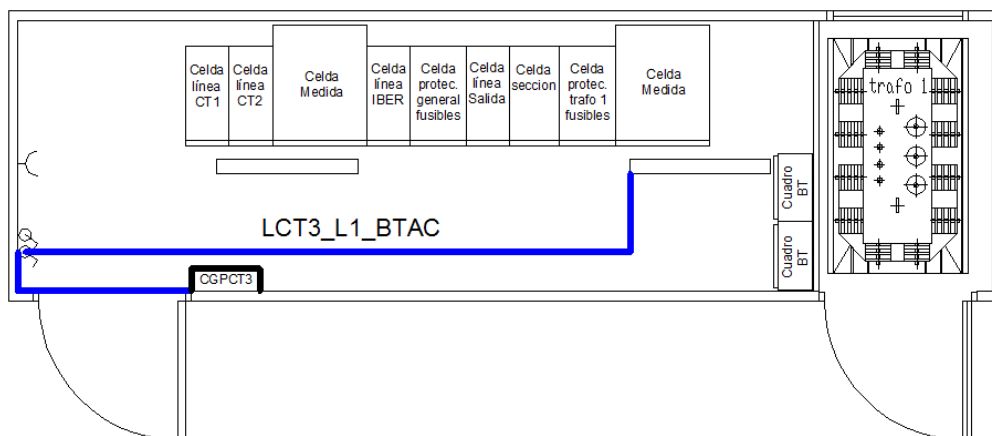


Figura 41 Línea LCT3_L1_BTAC

Podemos observar en la figura 41, que el conductor traza un recorrido desde el cuadro general de protección hacia la luminaria situada en el techo más próxima al transformador. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en el plano PLN-03-003.

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) → Método B2 y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 4,5 % para alumbrado considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador.

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 92, un resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea LCT3_L1_BTAC.

Tabla 92 Características línea LCT3_L1_BTAC

LCT3_L1_BTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (V_{AC})	AC 230	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente total máxima de salida ($I_{AC\ OP,m\acute{a}x}$)	0,157	A
Potencia instalada en la red (kW)	36	W



Línea LCT3_L1_BTAC CGPCT3 – Luminaria 1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 10,3 metros
- Tensión de fase: 230 V
- Potencia: 36 W
- Cables en canal protectora suspendida sobre pared (Método B2)
- Canalización: bajo tubería (canal protectora)
- Temperatura ambiente 25°C
- Otros circuitos adicionales dentro del canal protector: 2

Intensidad de diseño:

$$I_b = 0,157 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 85 Factor de corrección temperatura ambiente (ITC-BT-19)

Temperatura ambiente, θ_{ta} , en °C										
10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
1,26	1,23	1,19	1,14	1,1	1,05	1	0,96	0,9	0,83	0,78

Factor de corrección exposición solar (f_S)

No está expuesto al sol

Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Tabla 86 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19)

	Número total de circuitos de la canalización								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Agrupados al aire sobre una superficie, embutida (dentro de un mismo tubo, canal o conducto) o empotrados	1	0,8	0,7	0,7	0,55	0,5	0,45	0,4	0,4
Capa única sobre muro o suelo	1	0,85	0,8	0,75	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Capa única fijada al techo	0,95	0,8	0,7	0,7	0,65	0,6	0,6	0,6	0,6



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_S \times f_A} = \frac{0,157}{1,14 \times 1 \times 0,7} = 0,197 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 88 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método B2)

Método B2	Sección (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Cobre	PVC2	13,5	18,5	24	32	44	59	77	96	117
	PVC3	13	17,5	23	30	40	54	70	86	103
	XLPE2	16,5	23	31	40	54	73	96	119	145
	XLPE3	16	22	30	37	52	70	88	110	133

$$I_z = 40 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_S \times f_A = 40 \times 1,14 \times 1 \times 0,7 = 31,92 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{L1} = \frac{2 \times R \times P}{U}$$

$\Delta U_{L1} \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

R \rightarrow Resistencia de la línea en ohmios

P \rightarrow Potencia en vatios transportada por la línea.

U \rightarrow Tensión de la línea

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} \rightarrow R = 0,023 \times \frac{10,3}{6} = 39,48 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{L1} = \frac{2 \times 39,48 \times 10^{-3} \times 36}{230} = 0,01236 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,0054\%$$

$$\Delta U_{TL1} = \Delta U + \Delta U_{L1} = 0,0232\% + 0,0054\% = 0,0285\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0285% < 4,5 %



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,157 A \leq I_n(A) \leq 31,92 A$$

$$PIA I_n = 10 A$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 A \leq 1,45 \times 31,92 A$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT3_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,894 kA$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{2 \times R + (R_{LCT3_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo}))}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (39,48 E-3)

$R_{LCT3_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia línea LCT3_BTAC (30,7 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{230}{2 \times 39,48E - 3 + (30,7 + j 256,46)E - 3} = 0,825 kA$$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,894 kA**; **I_z' = 31,92 A < 50 A = 5 I_n**.



Línea 2 de consumo de Corriente Alterna y protección en Baja Tensión en CT3

Esta línea es la que se encarga de alimentar al tubo fluorescente 2.

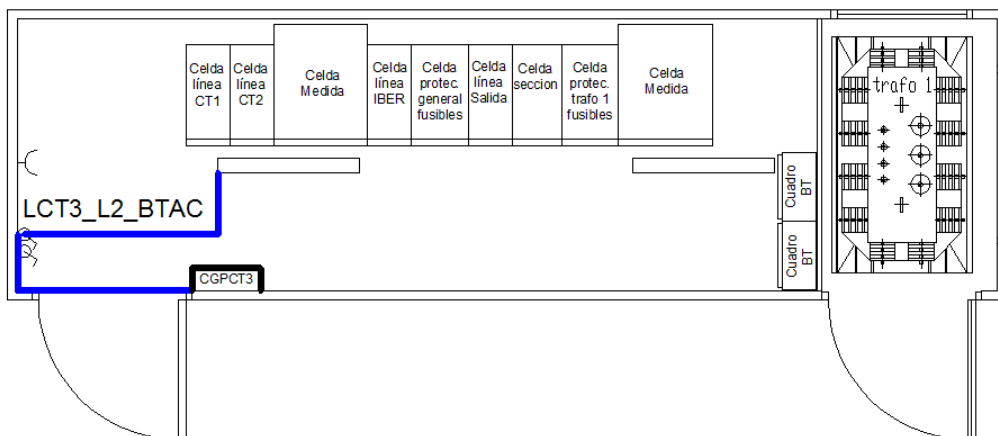


Figura 42 Línea LCT3_L2_BTAC

Podemos observar en la figura 42, que el conductor traza un recorrido desde el cuadro general de protección hacia la luminaria situada en el techo más próxima a la puerta de acceso del centro de transformación. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en el plano PLN-03-003.

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) → Método B2 y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 4,5 % para alumbrado considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador.

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 93 LCT3_L2_BTAC.

Tabla 93 Características línea LCT3_L2_BTAC

LCT3_L2_BTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (V_{AC})	AC 230	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente total máxima de salida ($I_{AC\ OP,m\acute{a}x}$)	0,157	A
Potencia instalada en la red (kW)	36	W



Línea LCT3_L2_BTAC CGPCT3 – Luminaria 2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 6,8 metros
- Tensión de fase: 230 V
- Potencia: 36 W
- Cables en canal protectora suspendida sobre pared (Método B2)
- Canalización: bajo tubería (canal protectora)
- Temperatura ambiente 25°C
- Otros circuitos adicionales dentro del canal protector: 2

Intensidad de diseño:

$$I_b = 0,157 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 85 Factor de corrección temperatura ambiente (ITC-BT-19)

Temperatura ambiente, θ_{ta} , en °C										
10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
1,26	1,23	1,19	1,14	1,1	1,05	1	0,96	0,9	0,83	0,78

Factor de corrección exposición solar (f_S)

No está expuesto al sol

Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Tabla 86 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19)

	Número total de circuitos de la canalización								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Agrupados al aire sobre una superficie, embutida (dentro de un mismo tubo, canal o conducto) o empotrados	1	0,8	0,7	0,7	0,55	0,5	0,45	0,4	0,4
Capa única sobre muro o suelo	1	0,85	0,8	0,75	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Capa única fijada al techo	0,95	0,8	0,7	0,7	0,65	0,6	0,6	0,6	0,6



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_S \times f_A} = \frac{0,157}{1,14 \times 1 \times 0,7} = 0,197 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 88 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método B2)

Método B2	Sección (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Cobre	PVC2	13,5	18,5	24	32	44	59	77	96	117
	PVC3	13	17,5	23	30	40	54	70	86	103
	XLPE2	16,5	23	31	40	54	73	96	119	145
	XLPE3	16	22	30	37	52	70	88	110	133

$$I_z = 40 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_S \times f_A = 40 \times 1,14 \times 1 \times 0,7 = 31,92 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{L2} = \frac{2 \times R \times P}{U}$$

$\Delta U_{L2} \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

R \rightarrow Resistencia de la línea en ohmios

P \rightarrow Potencia en vatios transportada por la línea.

U \rightarrow Tensión de la línea

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} \rightarrow R = 0,023 \times \frac{6,8}{6} = 26,07 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{L2} = \frac{2 \times 26,07 \times 10^{-3} \times 36}{230} = 0,0816 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,00355\%$$

$$\Delta U_{TL2} = \Delta U + \Delta U_{L2} = 0,0232\% + 0,00355\% = 0,0266 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0266 % < 4,5 %



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,157 A \leq I_n(A) \leq 31,92 A$$

$$PIA I_n = 10 A$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 A \leq 1,45 \times 31,92 A$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT3_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,894 kA$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{2 \times R + (R_{LCT3_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo}))}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (26,07 E-3)

$R_{LCT3_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia línea LCT3_BTAC (30,7 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{230}{2 \times 26,07E - 3 + (30,7 + j 256,46)E - 3} = 0,853 kA$$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,894 kA**; **I_z' = 31,92 A < 50 A = 5 I_n**.



Línea 3 de consumo de Corriente Alterna y protección en Baja Tensión en CT3

Esta línea es la que se encarga de alimentar al enchufe que vamos a instalar en el centro de transformación.

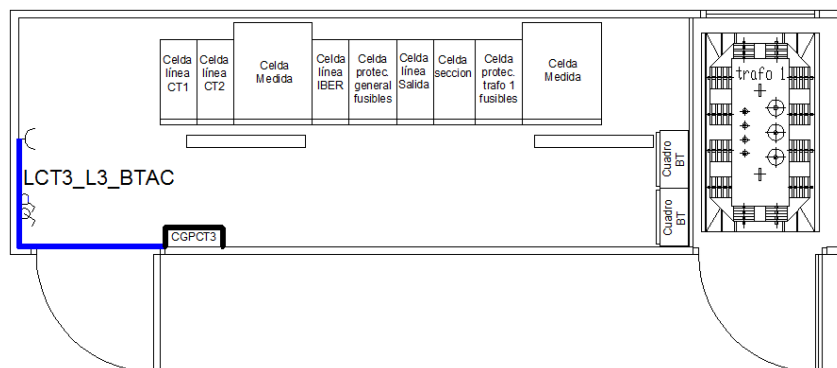


Figura 43 Línea LCT3_L3_BTAC

Podemos observar en la figura 43, que el conductor traza un recorrido desde el cuadro general de protección hacia una toma de corriente situada a 30 cm del suelo, próxima a la puerta de acceso del centro de transformación. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en el plano PLN-03-003.

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) → Método B2 y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 6,5 considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador.

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 94, un resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea LCT3_L3_BTAC.

Tabla 94 Características línea LCT3_L3_BTAC

LCT3_L3_BTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (V_{AC})	AC 230	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente total máxima de salida ($I_{AC\ OP, máx}$)	1,74	A
Potencia instalada en la red (kW)	400	W



Línea LCT3_L3_BTAC CGPCT3 – Toma de corriente:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 4,6 metros
- Tensión de fase: 230 V
- Potencia: 400 W
- Cables en canal protectora suspendida sobre pared (Método B2)
- Canalización: bajo tubería (canal protectora)
- Temperatura ambiente 25°C
- Otros circuitos adicionales dentro del canal protector: 2

Intensidad de diseño:

$$I_b = 1,74 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 85 Factor de corrección temperatura ambiente (ITC-BT-19)

Temperatura ambiente, θ_{ta} , en °C										
10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
1,26	1,23	1,19	1,14	1,1	1,05	1	0,96	0,9	0,83	0,78

Factor de corrección exposición solar (f_S)

No está expuesto al sol

Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Tabla 86 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19)

	Número total de circuitos de la canalización								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Agrupados al aire sobre una superficie, embutida (dentro de un mismo tubo, canal o conducto) o empotrados	1	0,8	0,7	0,7	0,55	0,5	0,45	0,4	0,4
Capa única sobre muro o suelo	1	0,85	0,8	0,75	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Capa única fijada al techo	0,95	0,8	0,7	0,7	0,65	0,6	0,6	0,6	0,6



Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_S \times f_A} = \frac{1,74}{1,14 \times 1 \times 0,7} = 2,18 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 88 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método B2)

Método B2	Sección (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Cobre	PVC2	13,5	18,5	24	32	44	59	77	96	117
	PVC3	13	17,5	23	30	40	54	70	86	103
	XLPE2	16,5	23	31	40	54	73	96	119	145
	XLPE3	16	22	30	37	52	70	88	110	133

$$I_z = 40 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_S \times f_A = 40 \times 1,14 \times 1 \times 0,7 = 31,92 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{L3} = \frac{2 \times R \times P}{U}$$

$\Delta U_{L3} \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

R \rightarrow Resistencia de la línea en ohmios

P \rightarrow Potencia en vatios transportada por la línea.

U \rightarrow Tensión de la línea

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} \rightarrow R = 0,023 \times \frac{4,6}{6} = 17,63 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{L3} = \frac{2 \times 17,63 \times 10^{-3} \times 400}{230} = 0,0613 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,0267\%$$

$$\Delta U_{TL3} = \Delta U + \Delta U_{L3} = 0,0232\% + 0,0267\% = 0,0499\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0499 % < 6,5 %



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$1,74 A \leq I_n(A) \leq 31,92 A$$

$$PIA I_n = 10 A$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 A \leq 1,45 \times 31,92 A$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT3_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,894 kA$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{2 \times R + (R_{LCT3_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo}))}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (17,63 E-3)

$R_{LCT3_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia línea LCT3_BTAC (30,7 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{230}{2 \times 17,63E-3 + (30,7 + j 256,46)} = 0,869 kA$$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,894 kA**; **I_z' = 31,92 A < 50 A = 5 I_n**.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 455

Una vez realizados la sección de los cables de Corriente Alterna en BT (Baja Tensión) procederemos al dimensionado de tubos (mm^2) y canales protectoras, por donde circulará el cable conductor:

El primer tramo que va de la salida del cuadro de Baja Tensión del transformador al cuadro general de protección del CT3 discurrirá dentro de un tramo de diámetro exterior de 20 mm ya que está formado por 4 cables unipolares (3F+N). Los circuitos monofásicos que salen del cuadro general de protecciones discurrirán juntos bajo tubo, estos son 3 circuitos multipolares se supondrá que equivalen a 4 conductores unipolares, por lo que el diámetro exterior será también de 20 mm.

Tabla 62 Diámetro exterior de los tubos protectores (ITC-BT-21)

Sección nominal de los conductores unipolares (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40
35	25	32	40	40	50

Tablas resumen de los cálculos de línea en Corriente Alterna de Baja Tensión

A continuación se van a mostrar en la tabla resumen, tabla 95, los cálculos de las líneas de Corriente Alterna que hay que diseñar para satisfacer los consumos del centro de transformador auxiliar en Baja Tensión (BT) y la aparamenta que se utiliza para evitar sobreintensidades en las secciones de los conductores.

Tabla 95 Secciones en Centro de transformación auxiliar

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	Cu-XLPE 0,6/1kV S(mm^2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	IccI (kA)	IccF (kA)
LCT3_BTAC	8	1205	400	1,74	53,48	6	20	-	FUSIBLE PIA	25	120 6	Cuchillas 4	0,900	0,894
LCT3_L1_BTAC	10,3	36	230	0,157	31,92	6	20	0,0285%	PIA	25	6	2	0,894	0,825
LCT3_L2_BTAC	6,8	36	230	0,157	31,92	6	20	0,0266%	PIA	25	6	2	0,894	0,853
LCT3_L3_BTAC	4,6	400	230	1,74	31,92	6	20	0,0498%	PIA	25	6	2	0,894	0,869



2.2.1.4.2. Líneas que transportan energía para satisfacer los consumos de los centros de transformación CT1 y CT2.

Las líneas LCT1_BTAC y LCT2_BTAC son las líneas que alimentan a las cargas de los campos 1 y 2 respectivamente y son líneas simétricas por lo que los cálculos que se realicen para la línea LCT1_BTAC serán los mismos que los cálculos que se realicen para la línea LCT2_BTAC, obteniendo así los mismos resultados.

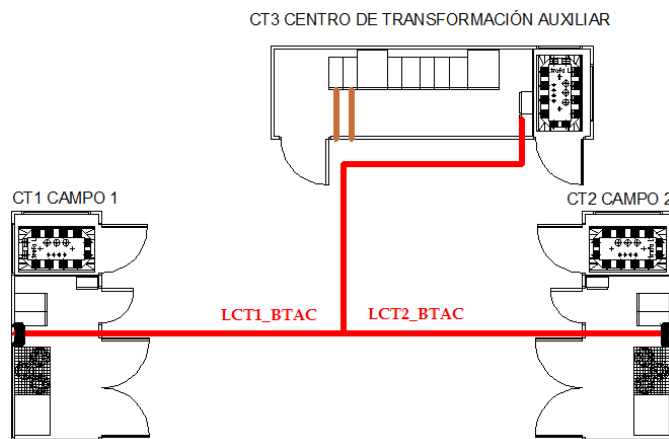


Figura 44 Líneas LCT1_BTAC y LCT2_BTAC

Podemos observar en la figura 44, que el conductor traza un recorrido desde el cuadro de Baja Tensión del transformador 3, que está dentro del Centro de transformación auxiliar, hacia los cuadros generales de protección situados en los centros de transformación 1 y 2. La distribución de estas líneas irán enterradas bajo tubos por cada circuito, es decir, habrá un tubo por el que circulará la línea LCT1_BTAC y otro tubo en el que circulará LCT2_BTAC y ambos tubos estarán en contacto hasta un punto en el que se separan, yéndose la línea LCT1_BTAC hacia el centro de transformación 1 y la línea LCT2_BTAC hacia el centro de transformación 2. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en el plano PLN-03-004.

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 4,5 % para alumbrado y del 6,5 % para los demás usos, considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador (CT3).



Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 96, un resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de las líneas LCT1_BTAC y LCT2_BTAC.

Tabla 96 Características línea LCT1_BTAC y LCT2_BTAC

Línea LCT1_BTAC y LCT2_BTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (V_{AC})	3AC 400	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente total máxima de salida ($I_{AC\ OP,m\acute{a}x}$)	7,745	A
Potencia instalada en la red (kW)	5366	W

Líneas LCT1_BTAC y LCT2_BTAC salida cuadro de Baja Tensión CT3 – cuadros generales de protección CGPCT1 y CGPCT2:

- Cable unipolar (3F+N) de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 21,4 metros
- Tensión de servicio: 400 V
- Potencia: 5366 W
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 1

Intensidad de diseño:

$$I_b = 7,75\ A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 81 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-19)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}C)$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}C$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,08	1,05	1	0,97	0,93	0,86	0,83	0,79
70	1,16	1,11	1,06	1	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66



Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 82 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-19)

Tipo de cable	Resistividad térmica K.m/W				
	1	1,5	2	2,5	3
Factor corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96

Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Tabla 83 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19)

Número de cables multiconductores o grupos de 2 o 3 cables unipolares (un circuito por conducto)	Distancia entre conductos			
	Nula (en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,9	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,9	0,95
4	0,7	0,8	0,85	0,9
5	0,65	0,8	0,85	0,9
6	0,6	0,8	0,8	0,9

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Tabla 84 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-19)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{7,75}{1 \times 1,18 \times 0,85 \times 1,03} \approx 7,5 \text{ A}$$



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 87 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método D)

Método D	Sección (mm ²)	6	10	16	25
Cobre	XLPE2	53	70	91	116
	XLPE3	44	58	75	96

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,85 \times 1,03 = 45,46 \text{ A}$$

Sección del neutro = **6 mm²**

Tabla 51 Sección del neutro (ITC-BT-07.1)

Conductores fase (mm ²)	Sección neutro (mm ²)
6 (Cu)	6
10 (Cu)	10
16 (Cu)	10

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III} = \frac{R \times P}{U}$$

ΔU_{III} → Caída de tensión trifásico en la línea

R → Resistencia de la línea en ohmios

P → Potencia en vatios transportada por la línea

U → Tensión de la línea

Resistencia

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{21,4}{6} = 82,03 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U = \frac{82,03 \times 10^{-3} \times 5366}{400} = 1,10 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,275\%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,275 % < 6,5 %



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalarán dos elementos de protección para esta línea uno a la salida del transformador auxiliar (Fusible) y otro a la entrada del cuadro general de protección del centro de transformación auxiliar (Magnetotérmico PIA).

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo fusible protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$7,5 A \leq I_n(A) \leq 45,46 A$$

$$\textbf{Fusible } I_n = 16 A$$

$$\text{Fusible } I_2 = 1,6 \times I_n$$

$$1,6 \times 16 A \leq 1,45 \times 45,46 A$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un FUSIBLE con intensidad nominal de 16 A para proteger frente a sobrecargas.

El dispositivo Magnetotérmico (PIA) protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$7,75 A \leq I_n(A) \leq 45,46 A$$

$$\textbf{PIA } I_n = 16 A$$

$$\text{PIA } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 16 A \leq 1,45 \times 45,46 A$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 16 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito a la salida del transformador de 25 kVA será la intensidad de cortocircuito al principio de esta línea.

$$I_{ccI} = \frac{U}{\sqrt{3} \times (Z_{red} + Z_{trafo})}$$

$$Z_{red} = j \frac{U^2}{S_{cc}}$$

$$Z_{trafo} = \varepsilon_{cc} \times j \frac{U^2}{S_{trafo}}$$

I_{ccI} → Intensidad de cortocircuito en inicio de línea

U → Tensión trifásica en V

Z_{red} → Impedancia de red 20/0,4 kV

S_{cc} → Potencia de cortocircuito de línea (empresa suministradora 350 MVA)

Z_{trafo} → Impedancia del transformador

ε_{cc} → Tensión (%) de cortocircuito en el transformador (4%)

S_{trafo} → Potencia del transformador

$$I_{ccI} = \frac{400}{\sqrt{3} \times j \left(\frac{400^2}{350 \text{ E}6} + 0,04 \times \frac{400^2}{25 \text{ E}3} \right)} = 0,9 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \times \left(R + j (Z_{red} + Z_{trafo}) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

Z_{red} → Impedancia de red 20/0,4 kV

Z_{trafo} → Impedancia del transformador

R → Resistencia de línea (81,27 E-3)

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3} \times \left(82,03 \text{ E} - 3 + j \left(\frac{400^2}{350 \text{ E}6} + 0,04 \times \frac{400^2}{25 \text{ E}3} \right) \right)} = 0,858 \text{ kA}$$



Se instalará un **PIA** tetrapolar en el cuadro general de protección en los centros de transformación 1 y 2, con la finalidad de proteger las líneas que hay aguas abajo. Este PIA de CA tendrá una Intensidad nominal **In = 16 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 160 A < 0,858 kA**; **Iz' = 45,46 A < 80 A = 5 In**.

Se instalará un **FUSIBLE** de CA de Intensidad nominal **In = 16 A**, con Poder de Corte **PdC = 120 kA**, al principio de las líneas, en la salida del transformador (cuadro de protección en Baja Tensión) para proteger frente sobrecargas y cortocircuitos.

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

$$t_c < 100 \text{ ms}$$

I^2t = energía admisible soportada por el dispositivo de protección

$(k \times S)^2$ = energía admisible soportada por el conductor activo

Tabla 61 Valor k según tipo de cable y aislamiento (UNE 20460-4-43)

	Aislamiento de los conductores							
	PVC 70°C ≤ 300 mm²	PVC 70°C > 300 mm²	PVC 90°C ≤ 300 mm²	PVC 90°C > 300 mm²	PR/EPR	Goma 60 °C	Mineral Con PVC	Mineral Desnudo
Temperatura inicial °C	70	70	90	90	90	60	70	105
Temperatura final °C	160	140	160	140	250	200	160	250
Material del conductor								
Cobre	115	103	100	86	143	141	115 ²	135

$$(k \times S)_{admisible}^2 = (143 \times 6)^2 \approx 7,4 \times 10^5 \text{ A}^2\text{s}$$

$$(I^2t)_{dispositivo} < (k \times S)_{admisible}^2$$

Fusible gG/gL 500V - 25NH1G: **$I^2t = 2,2 \times 10^3 \text{ A}^2\text{s}$**

Una vez transportada la energía de las líneas LCT1_BTAC y LCT2_BTAC hasta el cuadro general de protección del centro de transformación 1 y 2 se procederá a calcular los conductores que distribuyen esta energía a los consumos propios del centro de transformación (luminaria, enchufe e inversor) y para los consumos de los motores del campo solar fotovoltaico. Se realizarán solo el cálculo de los cables correspondientes al campo fotovoltaico 1 ya que los resultados correspondientes al campo fotovoltaicos 2 serán los mismos que el 1 por simetría.



2.2.1.4.3. Líneas que alimentan a los consumos propios de los centros de transformación CT1 y CT2.

Línea 1 de consumo de Corriente Alterna y protección en Baja Tensión en CT1

Esta línea es la que se encarga de alimentar al tubo fluorescente 1.

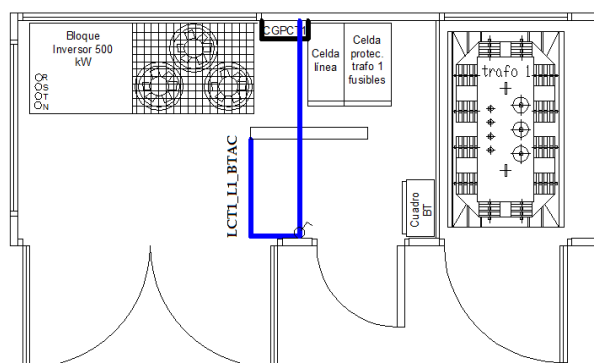


Figura 45 Línea LCT1_L1_BTAC

Podemos observar en la figura 45, que el conductor traza un recorrido desde el cuadro general de protección hacia la luminaria situada en el techo. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en el plano PLN-03-005.

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) → Método B2 y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 4,5 % para alumbrado considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador (CT3).

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 97, un resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea LCT1_L1_BTAC.

Tabla 97 Características línea LCT1_L1_BTAC

LCT1_L1_BTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (V_{AC})	AC 230	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente total máxima de salida ($I_{AC\ OP,m\acute{a}x}$)	0,157	A
Potencia instalada en la red (kW)	36	W



Línea LCT1_L1_BTAC CGPCT1 – Luminaria:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 8,34 metros
- Tensión de fase: 230 V
- Potencia: 36 W
- Cables en canal protectora suspendida sobre pared (Método B2)
- Canalización: bajo tubería (canal protectora)
- Temperatura ambiente 25°C

Intensidad de diseño:

$$I_b = 0,157 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 85 Factor de corrección temperatura ambiente (ITC-BT-19)

Temperatura ambiente, θ_{ta} , en °C										
10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
1,26	1,23	1,19	1,14	1,1	1,05	1	0,96	0,9	0,83	0,78

Factor de corrección exposición solar (f_S) = 1

No está expuesto al sol

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 1

No hay circuitos próximos

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_S \times f_A} = \frac{0,157}{1,14 \times 1 \times 1} = 0,138 A$$



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 88 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método B2)

Método B2	Sección (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Cobre	PVC2	13,5	18,5	24	32	44	59	77	96	117
	PVC3	13	17,5	23	30	40	54	70	86	103
	XLPE2	16,5	23	31	40	54	73	96	119	145
	XLPE3	16	22	30	37	52	70	88	110	133

$$I_z = 40 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_S \times f_A = 40 \times 1,14 \times 1 \times 1 = 45,6 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{L1} = \frac{2 \times R \times P}{U}$$

$\Delta U_{L1} \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

R \rightarrow Resistencia de la línea en ohmios

P \rightarrow Potencia en vatios transportada por la línea.

U \rightarrow Tensión de la línea

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} \rightarrow R = 0,023 \times \frac{8,34}{6} = 31,97 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{L1} = \frac{2 \times 31,97 \times 10^{-3} \times 36}{230} = 0,010 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,0044\%$$

$$\Delta U_{TL1} = \Delta U + \Delta U_{L1} = 0,275 \% + 0,0044 \% = 0,279 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,279 % < 4,5 %



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,157 A \leq I_n(A) \leq 45,6 A$$

$$PIA I_n = 10 A$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 A \leq 1,45 \times 45,6 A$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT1_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,858 kA$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{2 \times R + (R_{LCT3_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo}))}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (31,97 E-3)

$R_{LCT1_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia línea LCT1_BTAC (82,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{230}{2 \times 31,97E-3 + (82,03 + j 256,46)E-3} = 0,779 kA$$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,858 kA**; **I_z' = 45,6 A < 50 A = 5 I_n**.



Línea 2 de consumo de Corriente Alterna y protección en Baja Tensión en CT1

Esta línea es la que se encarga de alimentar al enchufe que vamos a instalar en el centro de transformación.

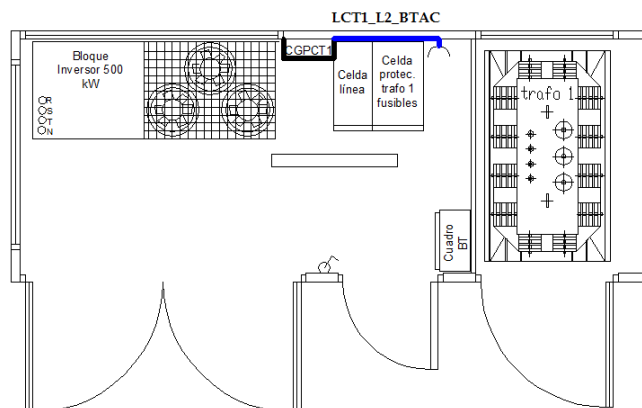


Figura 46 Línea LCT1_L2_BTAC

Podemos observar en la figura 46, que el conductor traza un recorrido desde el cuadro general de protección hacia una toma de corriente situada a 30 cm del suelo, próxima a la celda de protección del transformador 1. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en el plano PLN-03-005.

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) → Método B2 y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 6,5 % considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador (CT3).

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 98, un resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea LCT1_L2_BTAC.

Tabla 98 Características línea LCT1_L2_BTAC

LCT1_L2_BTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (V_{AC})	AC 230	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente total máxima de salida ($I_{AC\ OP,m\acute{a}x}$)	1,74	A
Potencia instalada en la red (kW)	400	W



Línea LCT1_L2_BTAC CGPCT1 – Toma de corriente:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 3,51 metros
- Tensión de fase: 230 V
- Potencia: 400 W
- Cables en canal protectora suspendida sobre pared (Método B2)
- Canalización: bajo tubería (canal protectora)
- Temperatura ambiente 25°C

Intensidad de diseño:

$$I_b = 1,74 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 85 Factor de corrección temperatura ambiente (ITC-BT-19)

Temperatura ambiente, θ_{ta} , en °C										
10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
1,26	1,23	1,19	1,14	1,1	1,05	1	0,96	0,9	0,83	0,78

Factor de corrección exposición solar (f_s) = 1

No está expuesto al sol

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 1

No hay circuitos próximos

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_s \times f_A} = \frac{1,74}{1,14 \times 1 \times 1} = 1,53 \text{ A}$$



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 88 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método B2)

Método B2	Sección (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Cobre	PVC2	13,5	18,5	24	32	44	59	77	96	117
	PVC3	13	17,5	23	30	40	54	70	86	103
	XLPE2	16,5	23	31	40	54	73	96	119	145
	XLPE3	16	22	30	37	52	70	88	110	133

$$I_z = 40 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_S \times f_A = 40 \times 1,14 \times 1 \times 1 = 45,6 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{L3} = \frac{2 \times R \times P}{U}$$

$\Delta U_{L3} \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

R \rightarrow Resistencia de la línea en ohmios

P \rightarrow Potencia en vatios transportada por la línea.

U \rightarrow Tensión de la línea

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} \rightarrow R = 0,023 \times \frac{3,51}{6} = 13,46 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{L2} = \frac{2 \times 13,46 \times 10^{-3} \times 400}{230} = 0,0468 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0204 \%}$$

$$\Delta U_{TL2} = \Delta U + \Delta U_{L2} = 0,275 \% + 0,0204 \% = \mathbf{0,295 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,295 % < 6,5 %



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$1,74 A \leq I_n(A) \leq 45,6 A$$

$$PIA I_n = 10 A$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 A \leq 1,45 \times 45,6 A$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT1_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,858 kA$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{2 \times R + (R_{LCT3_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo}))}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (13,46 E-3)

$R_{LCT1_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia línea LCT1_BTAC (82,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{230}{2 \times 13,46E-3 + (82,03 + j 256,46)E-3} = 0,825 kA$$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **$I_n = 10 A$** , con Poder de corte **$PdC = 6 kA$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 A < 0,858 kA$** ; **$I_z' = 45,6 A < 50 A = 5 I_n$** .



Línea 3 de consumo de Corriente Alterna y protección en Baja Tensión

Esta línea es la que se encarga de alimentar al inversor.

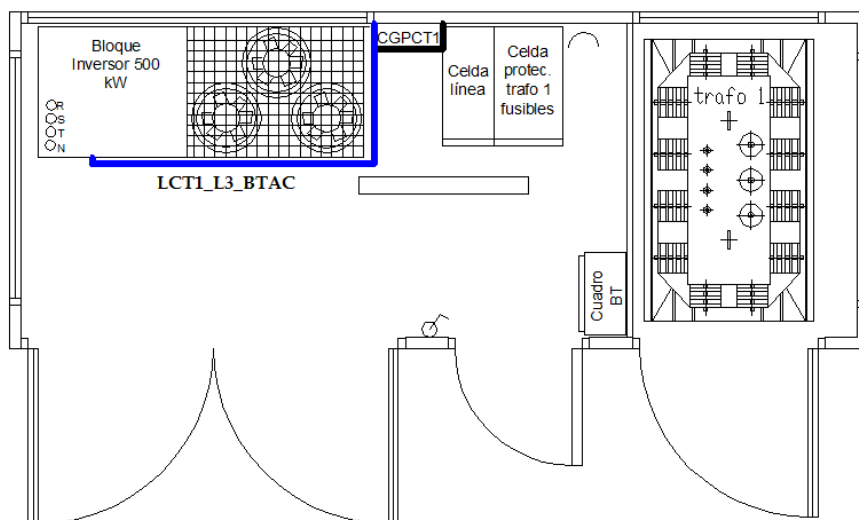


Figura 47 Línea LCT1_L3_BTAC

Podemos observar en la figura 47, que el conductor traza un recorrido desde el cuadro general de protección hacia el inversor. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en el plano PLN-03-005.

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) → Método B2 y se tendrá en cuenta una caída de tensión de 6,5 % considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador (CT3).

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 99, un resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea LCT1_L3_BTAC.

Tabla 99 Características línea LCT1_L3_BTAC

LCT1_L3_BTAC		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (V_{AC})	AC 230	V
Frecuencia	50	Hz
Corriente total máxima de salida ($I_{AC\ OP,m\acute{a}x}$)	6,52	A
Potencia instalada en la red (kW)	1500	VA



Línea LCT1_L3_BTAC CGPCT1 – Toma de corriente:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 5,35 metros
- Tensión de fase: 230 V
- Potencia: 1500 VA
- Cables en canal protectora suspendida sobre pared (Método B2)
- Canalización: bajo tubería (canal protectora)
- Temperatura ambiente 25°C

Intensidad de diseño:

$$I_b = 6,52 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 85 Factor de corrección temperatura ambiente (ITC-BT-19)

Temperatura ambiente, θ_{ta} , en °C										
10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
1,26	1,23	1,19	1,14	1,1	1,05	1	0,96	0,9	0,83	0,78

Factor de corrección exposición solar (f_S) = 1

No está expuesto al sol

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 1

No hay circuitos próximos

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_S \times f_A} = \frac{6,52}{1,14 \times 1 \times 1} = 5,72 A$$



Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 88 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método B2)

Método B2	Sección (mm ²)	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
Cobre	PVC2	13,5	18,5	24	32	44	59	77	96	117
	PVC3	13	17,5	23	30	40	54	70	86	103
	XLPE2	16,5	23	31	40	54	73	96	119	145
	XLPE3	16	22	30	37	52	70	88	110	133

$$I_z = 40 A \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_S \times f_A = 40 \times 1,14 \times 1 \times 1 = 45,6 A$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{L3} = \frac{2 \times R \times S \times \cos \gamma}{U}$$

$\Delta U_{L3} \rightarrow$ Caída de tensión en la línea

R \rightarrow Resistencia de la línea en ohmios

P \rightarrow Potencia en vatios transportada por la línea.

U \rightarrow Tensión de la línea

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} \rightarrow R = 0,023 \times \frac{5,35}{6} = 20,51 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{L3} = \frac{2 \times 20,51 \times 10^{-3} \times 1500 \times 1}{230} = 0,2675 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,116\%$$

$$\Delta U_{TL3} = \Delta U + \Delta U_{L3} = 0,275 \% + 0,116 \% = 0,391 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,391 % < 6,5 %



3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

Un dispositivo protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$6,52 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 45,6 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 45,6 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT1_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,858 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{2 \times R + (R_{LCT3_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo}))}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión monofásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (20,51 E-3)

$R_{LCT1_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia línea LCT1_BTAC (82,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{230}{2 \times 20,51E-3 + (82,03 + j 256,46)E-3} = 0,809 \text{ kA}$$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,858 kA**; **I_z' = 45,6 A < 50 A = 5 I_n**.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 475

Una vez realizados la sección de los cables de Corriente Alterna en BT (Baja Tensión) procederemos al dimensionado de tubos (mm^2) y canales protectoras, por donde circulará el cable conductor:

El primer tramo que va de la salida del cuadro de Baja Tensión del CT3 al cuadro general de protección del CT1 y CT2 discurrirá dentro de un tramo de diámetro exterior de 20 mm ya que está formado por 4 cables unipolares (3F+N). Los circuitos monofásicos que salen del cuadro general de protecciones discurrirán bajo tubos distintos, estos son circuitos monofásicos multipolares, por lo que el diámetro exterior será también de 16 mm.

Tabla 62 Diámetro exterior de los tubos protectores (ITC-BT-21)

Sección nominal de los conductores unipolares (mm^2)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40

Tablas resumen de los cálculos de línea en Corriente Alterna de Baja Tensión

A continuación se van a mostrar en la tabla resumen, tabla 100, los cálculos de las líneas de Corriente Alterna que hay que diseñar para satisfacer los consumos del centro de transformador auxiliar en Baja Tensión (BT) y la aparamenta que se utiliza para evitar sobreintensidades en las secciones de los conductores.

Tabla 100 Líneas que alimentan a los consumos del CT1 y CT2

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	Cu-XLPE 0,6/1kV S(mm^2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	IccI (kA)	IccF (kA)
LCT1_BTAC LCT2_BTAC	21,4	5366	400	7,75	45,46	6	20	-	FUSIBLE	16	120	Cuchillas	0,900	0,858
									PIA	16	6	4		
LCT1_L1_BTAC LCT2_L1_BTAC	8,34	36	230	0,157	45,6	6	16	0,279%	PIA	10	6	2	0,858	0,779
LCT1_L2_BTAC LCT2_L2_BTAC	3,51	400	230	1,74	45,6	6	16	0,295%	PIA	10	6	2	0,858	0,825
LCT1_L3_BTAC LCT2_L3_BTAC	5,35	1500	230	6,52	45,6	6	16	0,391%	PIA	10	6	2	0,858	0,809



2.2.1.4.4. Líneas que van del cuadro general de protección de los centros de transformación (1 y 2) al cuadro general de protección de los Subcampos y líneas que van de los cuadros generales de protección de los subcampos a los distintos seguidores solares.

Estas líneas son las encargadas de repartir energía necesaria para que se pongan en funcionamiento los motores de los seguidores solares de nuestro campo solar 1 y 2, se aprovecharán las zanjas realizadas para la evacuación de la energía generadas por las placas fotovoltaicas de nuestra instalación (ITC–BT–07).

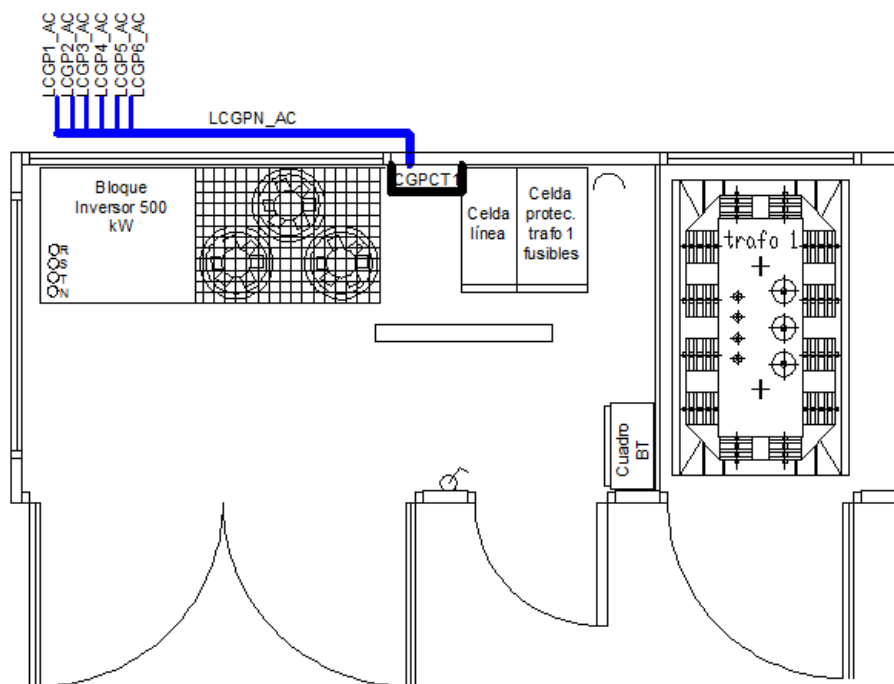


Figura 48 Línea LCGPN_AC

Podemos observar en la figura 48, que el conductor traza un recorrido desde el cuadro general de protección del centro de transformación 1 hacia las cajas generales de protección que hay por cada dos subcampos, exceptuando el cuadro CGP3 que se encarga solo del subcampo 5. Cuando estas líneas llegan al cuadro general de protección de los subcampos, saldrán de este cuadro las diferentes líneas que alimentan a los motores de los seguidores solares de cada uno de los subcampos. Se puede ver esta distribución y las cotas de este conductor de manera más precisa en los planos PLN-03-006, PLN-03-007-1 y PLN-03-007-2.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 477

El cálculo de los conductores de Baja Tensión estará sujeto a la Instrucción Técnica Complementaria ITC-BT-19 (Instalaciones interiores o receptoras) y se tendrá en cuenta una caída de tensión del 6,5 %, considerando que la instalación interior de Baja Tensión tiene su origen en la salida del transformador (CT3).

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar en la tabla 101 un resumen con los valores de potencia, intensidad y voltaje de los motores instalados en los seguidores solares.

Tabla 101 Características eléctricas motores seguidores solares

1	motor trifásico	
Potencia	5	W
V línea	400	V
11	motores trifásicos	
Potencia	55	W
V línea	400	V
22	motores trifásicos	
Potencia	110	W
V línea	400	V
Factor de potencia y rendimiento		
cos(fi)	0,85	i
Rendimiento	0,9	

A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP1_AC, que es el tramo que va desde el centro de transformación 1 al cuadro general de protección 1, CGP1. El cuadro general de protección 1, CGP1, protege a los subcampos 1 y 2, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP1_AC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los subcampos (1 y 2) al cuadro general de protección CGP1.



2.2.1.4.4.1. Línea LCGP1_AC salida del cuadro CGPCT1 – CGP1:

- Cable unipolar (3F) de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 112,15 metros
- Tensión de servicio: 400 V
- Potencia: 110 W (22 motores) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 5

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 W}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 A$$

Factor de corrección por arranque (22 motores):

$$I_{22} = 21 \times 0,01 + 1,25 \times 0,01 = 0,223 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 81 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-19)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,08	1,05	1	0,97	0,93	0,86	0,83	0,79
70	1,16	1,11	1,06	1	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 82 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-19)

Tipo de cable	Resistividad térmica K.m/W				
	1	1,5	2	2,5	3
Factor corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96



Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

La distancia que hay entre conductores es de 0,1 m, pero no hay datos para esta distancia por lo que elegiremos el caso más desfavorable que es cuando los conductores están en contacto.

Tabla 83 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19)

Número de cables multiconductores o grupos de 2 o 3 cables unipolares (un circuito por conducto)	Distancia entre conductos			
	Nula (en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,9	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,9	0,95
4	0,7	0,8	0,85	0,9
5	0,65	0,8	0,85	0,9
6	0,6	0,8	0,8	0,9

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Tabla 84 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-19)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,223}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,306 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 87 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método D)

Método D	Sección (mm ²)	6	10	16	25
Cobre	XLPE2	53	70	91	116
	XLPE3	44	58	75	96



$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L (\text{m})}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{112,15}{6} = 429,9 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{429,9 \times 10^{-3} \times 110}{400 - 1,10} = 0,12 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = 0,0296 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,0296 \% < 6,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,275 \% + 0,0296 \% = 0,305\%$$

La caída tensión en este tramo en total es del $0,305 \% < 6,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalarán dos elementos de protección para esta línea uno a la salida del centro de transformación en el cuadro CGPCT1 (PIA) y otro a la entrada del cuadro CGP1 (PIA) que protege a los subcampos.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,223 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$



$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT1_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,858 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo}) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (429,9 E-3)

$R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia aguas arriba (82,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(429,9 + 82,03 + j 256,46)E - 3} = 0,403 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA al principio de línea (CGPCT1) de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,858 kA**; **I_{z'} = 32,09 A < 50 A = 5 I_n** y otro un **PIA** de CA al final de línea (CGP1) de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,403 kA**; **I_{z'} = 32,09 A < 50 A = 5 I_n**.



2.2.1.4.4.2. SUBCAMPO 1

Línea LS1_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Tabla 81 Factor de corrección temperatura del terreno (ITC-BT-19)

Temperatura de servicio $\theta_s(^{\circ}\text{C})$	Temperatura del terreno, θ_t , en $^{\circ}\text{C}$								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,08	1,05	1	0,97	0,93	0,86	0,83	0,79
70	1,16	1,11	1,06	1	0,94	0,88	0,81	0,75	0,66

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Tabla 82 Factor de corrección resistividad térmica del terreno (ITC-BT-19)

Tipo de cable	Resistividad térmica K.m/W				
	1	1,5	2	2,5	3
Factor corrección	1,18	1,1	1,05	1	0,96



Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

La distancia que hay entre conductores es de 0,1 m, pero no hay datos y tampoco para 10 circuitos adicionales, por lo que elegiremos el caso más desfavorable que es cuando los conductores están en contacto.

Tabla 83 Factor de corrección por agrupamiento (ITC-BT-19)

Número de cables multiconductores o grupos de 2 o 3 cables unipolares (un circuito por conducto)	Distancia entre conductos			
	Nula (en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,9	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,9	0,95
4	0,7	0,8	0,85	0,9
5	0,65	0,8	0,85	0,9
6	0,6	0,8	0,8	0,9

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Tabla 84 Factor de corrección por profundidad (ITC-BT-19)

Profundidad de instalación (m)	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1	0,9	0,98	0,97

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Tabla 87 Intensidad admisible de los cables de cobre (Método D)

Método D	Sección (mm ²)	6	10	16	25
Cobre	XLPE2	53	70	91	116
	XLPE3	44	58	75	96



$$I_z = 44 A \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 A$$

2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{58,96}{6} = 226 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{226 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,003 V \rightarrow \Delta U(\%) = 0,0007 \%$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,0007 \% < 6,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0007 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del $0,305 \% < 6,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 A \leq I_n(A) \leq 32,09 A$$

$$PIA I_n = 10 A$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$



$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (226,0 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(226 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,296 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,403 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS1_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{49,06}{6} = 188,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{188,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0006 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0006 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0006 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3}(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo}))}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (188,1 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(188,1 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,310 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,403 kA**; **I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n**.



Línea LS1_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{39,16}{6} = 150,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{150,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0005 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0005 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0005 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (150,1 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(150,1 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,325 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS1_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{29,26}{6} = 112,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{112,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0004 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0004 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0004 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (112,2 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(112,2 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,342 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,403 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS1_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{19,36}{6} = 74,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{74,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0002 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0002 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0002 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (74,2 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(74,2 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,361 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS1_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$
$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{9,46}{6} = 36,3 \text{ m}\Omega$$
$$\Delta U_{III}' = \frac{36,3 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,0004 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0001 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0001 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$
$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0001 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$
$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$
$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$
$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (36,3 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(36,3 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,382 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,403 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS1_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{19,36}{6} = 74,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{74,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0002 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0002 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0002 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (74,2 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(74,2 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,361 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS1_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{29,26}{6} = 112,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{112,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0004 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0004 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0004 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (112,2 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(112,2 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,342 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,403 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS1_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{39,16}{6} = 150,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{150,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0005 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0005 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0005 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (150,1 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(150,1 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,325 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS1_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{49,06}{6} = 188,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{188,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0006 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0006 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0006 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$



Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3}(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo}))}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (188,1 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j(Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(188,1 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,310 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,403 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS1_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 1, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{58,96}{6} = 226 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{226 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,12} = 0,003 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0007 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0007 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,305 \% + 0,0007 \% = 0,305\%$$

La caída tensión es del 0,305 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP1.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP1_AC.

$$I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (226 E-3)

$R_{LCGP1_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (511,93 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(226 + 511,93 + j 256,46)E - 3} = 0,296 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP1 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



2.2.1.4.4.3. SUBCAMPO 2

Las líneas que salen de los seguidores solares del Subcampo 2 son simétricas respecto a las del Subcampo 1 por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos en el Subcampo 1, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de las líneas, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas del Subcampo 1:

Línea LS2_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A (0,01 A \leq In \leq 32,09 A) y (10 A \leq 32,09 A)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,296 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$



Línea LS2_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,310 \text{ kA}$

$I_{MAG} = 10 I_n = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}; I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$

Línea LS2_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 518

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,325 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS2_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,342 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS2_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,361 \text{ kA}$

$I_{MAG} = 10 I_n = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}; I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$

Línea LS2_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 520

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,382 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$

Línea LS2_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,361 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$



Línea LS2_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,342 \text{ kA}$

$I_{MAG} = 10 I_n = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}; I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$

Línea LS2_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 522

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,325 kA$

IMAG fotovoltaico = $10 In = 100 A < 0,403 kA$; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$

Línea LS2_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,310 kA$

IMAG = $10 In = 100 A < 0,403 kA$; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$



Línea LS2_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 2, hasta entrada al CGP1:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,296 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP2_AC, que es el tramo que va desde el centro de transformación 1 al cuadro general de protección 2, CGP2. El cuadro general de protección 2, CGP2, protege a los subcampos 3 y 4, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP2_AC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los subcampos (3 y 4) al cuadro general de protección CGP2.



2.2.1.4.4.4. Línea LCGP2_AC salida del cuadro CGPCT1 – CGP2:

- Cable unipolar (3F) de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 90,25 metros
- Tensión de servicio: 400 V
- Potencia: 110 W (22 motores) $\rightarrow \cos\phi (0,8) \rightarrow \eta (0,9)$
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 5

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

Factor de corrección por arranque (22 motores):

$$I_{22} = 21 \times 0,01 + 1,25 \times 0,01 = 0,223 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,223}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,306 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$
$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{90,25}{6} = 346 \text{ m}\Omega$$
$$\Delta U_{III}' = \frac{346 \times 10^{-3} \times 110}{400 - 1,10} = 0,095 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0238 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0238 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$
$$\Delta U_T(\%) = 0,275 \% + 0,0238 \% = 0,299 \%$$

La caída tensión en este tramo en total es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalarán dos elementos de protección para esta línea uno a la salida del centro de transformación en el cuadro CGPCT1 (PIA) y otro a la entrada del cuadro CGP2 (PIA) que protege a los subcampos.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$0,223 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$
$$\mathbf{PIA I_n = 10 \text{ A}}$$
$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$
$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$



Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT1_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,858 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (346 E-3)

$R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (82,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(346 + 82,03 + j 256,46)E - 3} = 0,463 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA al principio de línea (CGPCT1) de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,858 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In** y otro un **PIA** de CA al final de línea (CGP2) de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,403 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



2.2.1.4.4.5. SUBCAMPO 3

Línea LS3_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{58,96}{6} = 226 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{226 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,003 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0007 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,0007 \% < 6,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0007 \% = 0,300\%$$

La caída tensión es del $0,300 \% < 6,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (226,0 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(226 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,329 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,463 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS3_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{49,06}{6} = 188,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{188,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0006 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0006 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0006 \% = 0,299\%$$

La caída tensión es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (188,1 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(188,1 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,346 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,463 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS3_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{39,16}{6} = 150,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{150,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0005 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0005 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0005 \% = 0,299\%$$

La caída tensión es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (150,1 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(150,1 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,365 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS3_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{29,26}{6} = 112,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{112,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0004 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0004 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0004 \% = 0,299\%$$

La caída tensión es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (112,2 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(112,2 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,386 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,463 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS3_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{19,36}{6} = 74,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{74,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0002 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0002 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0002 \% = 0,299\%$$

La caída tensión es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (74,2 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(74,2 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,410 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS3_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{9,46}{6} = 36,3 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{36,3 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,0004 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0001 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0001 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0001 \% = 0,299\%$$

La caída tensión es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (36,3 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(36,3 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,435 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,463 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS3_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{19,36}{6} = 74,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{74,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0002 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0002 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0002 \% = 0,299\%$$

La caída tensión es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (74,2 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(74,2 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,410 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS3_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{29,26}{6} = 112,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{112,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0004 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0004 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0004 \% = 0,299\%$$

La caída tensión es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (112,2 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(112,2 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,386 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,463 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS3_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{39,16}{6} = 150,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{150,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0005 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0005 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0005 \% = 0,299\%$$

La caída tensión es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (150,1 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(150,1 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,365 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS3_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{49,06}{6} = 188,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{188,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0006 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0006 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0006 \% = 0,299\%$$

La caída tensión es del 0,299 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (188,1 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(188,1 + 428,03 + j 256,46)E - 3} = 0,346 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,463 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS3_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 3, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{58,96}{6} = 226 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{226 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,095} = 0,003 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0007 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,0007 \% < 6,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,299 \% + 0,0007 \% = 0,300\%$$

La caída tensión es del $0,300 \% < 6,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP2.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP2_AC.

$$I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (226,0 E-3)

$R_{LCGP2_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (428,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3} (226 + 428,03 + j 256,46) E - 3} = 0,329 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP2 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



2.2.1.4.4.6. SUBCAMPO 4

Las líneas que salen de los seguidores solares del Subcampo 4 son simétricas respecto a las del Subcampo 3 por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos en el Subcampo 3, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de las líneas, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas del Subcampo 3:

Línea LS4_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,300 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A (0,01 A \leq In \leq 32,09 A) y (10 A \leq 32,09 A)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccl} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,329 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$



Línea LS4_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,346 kA$

$IMAG = 10 I_n = 100 A < 0,463 kA$; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS4_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 562

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,365 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS4_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,386 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS4_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A (0,01 A \leq In \leq 32,09 A) y (10 A \leq 32,09 A)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,410 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$

Línea LS4_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 564

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,435 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS4_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,410 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS4_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,386 \text{ kA}$

$I_{MAG} = 10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}; I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$

Línea LS4_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,365 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$

Línea LS4_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,346 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$



Línea LS4_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,300 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,329 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP3_AC, que es el tramo que va desde el centro de transformación 1 al cuadro general de protección 3, CGP3. El cuadro general de protección 3, CGP3, en este caso sólo protege al Subcampo 5, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP3_AC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores del Subcampo 5 al cuadro general de protección CGP3.



2.2.1.4.4.7. Línea LCGP3_AC salida del cuadro CGPCT1 – CGP3:

- Cable unipolar (3F) de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 68,35 metros
- Tensión de servicio: 400 V
- Potencia: 55 W (11 motores) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 5

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

Factor de corrección por arranque (11 motores):

$$I_{22} = 10 \times 0,01 + 1,25 \times 0,01 = 0,113 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,113}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,155 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$
$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{68,35}{6} = 262 \text{ m}\Omega$$
$$\Delta U_{III}' = \frac{262 \times 10^{-3} \times 55}{400 - 1,10} = 0,036 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,009 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,009 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$
$$\Delta U_T(\%) = 0,275 \% + 0,009 \% = 0,284 \%$$

La caída tensión en este tramo en total es del 0,284 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalarán dos elementos de protección para esta línea uno a la salida del centro de transformación en el cuadro CGPCT1 (PIA) y otro a la entrada del cuadro CGP3 (PIA) que protege al subcampo.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$0,113 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$
$$\mathbf{PIA I_n = 10 \text{ A}}$$
$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$
$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$



Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT1_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,858 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (262 E-3)

$R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (82,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3} (262 + 82,03 + j 256,46) E - 3} = 0,538 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA al principio de línea (CGPCT1) de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,858 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In** y otro un **PIA** de CA al final de línea (CGP3) de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



2.2.1.4.4.8. SUBCAMPO 5

Línea LS5_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{58,96}{6} = 226 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{226 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,36} = 0,003 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0007 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,0007 \% < 6,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0007 \% = 0,285\%$$

La caída tensión es del $0,285 \% < 6,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP3_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (226,0 E-3)

$R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3} (226 + 344,03 + j 256,46) E - 3} = 0,369 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,538 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS5_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{49,06}{6} = 188,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{188,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,036} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0006 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0006 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0006 \% = 0,285\%$$

La caída tensión es del 0,285 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LC_{GP3}_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LC_{GP3_AC}} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (188,1 E-3)

$R_{LC_{GP3_AC}} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(188,1 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,391 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,538 kA**; **I_{z'} = 32,09 A < 50 A = 5 I_n**.



Línea LS5_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{39,16}{6} = 150,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{150,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,036} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0005 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0005 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0005 \% = 0,285\%$$

La caída tensión es del 0,285 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP3_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (150,1 E-3)

$R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(150,1 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,415 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,538 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS5_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{29,26}{6} = 112,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{112,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,036} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0004 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0004 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0004 \% = 0,284\%$$

La caída tensión es del 0,284 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP3_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (112,2 E-3)

$R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(112,2 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,441 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS5_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{19,36}{6} = 74,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{74,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,036} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0002 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0002 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0002 \% = 0,284\%$$

La caída tensión es del 0,284 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP3_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (74,2 E-3)

$R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(74,02 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,471 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,538 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS5_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$
$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{9,46}{6} = 36,3 \text{ m}\Omega$$
$$\Delta U_{III}' = \frac{36,3 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,036} = 0,0004 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0001 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0001 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$
$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0001 \% = 0,284\%$$

La caída tensión es del 0,284 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$
$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$
$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$
$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP3_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (36,3 E-3)

$R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(36,3 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,503 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS5_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{19,36}{6} = 74,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{74,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,036} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0002 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0002 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0002 \% = 0,284\%$$

La caída tensión es del 0,284 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP3_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (74,2 E-3)

$R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(74,02 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,471 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS5_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{29,26}{6} = 112,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{112,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,036} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0004 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0004 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0004 \% = 0,284\%$$

La caída tensión es del 0,284 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LC_{GP3}_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LC_{GP3_AC}} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (112,2 E-3)

$R_{LC_{GP3_AC}} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(112,2 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,441 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **I_n = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 I_n = 100 A < 0,538 kA**; **I_{z'} = 32,09 A < 50 A = 5 I_n**.



Línea LS5_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{39,16}{6} = 150,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{150,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,036} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0005 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0005 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0005 \% = 0,285\%$$

La caída tensión es del 0,285 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP3_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo}) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (150,1 E-3)

$R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(150,1 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,415 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,538 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS5_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{49,06}{6} = 188,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{188,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,036} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0006 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0006 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0006 \% = 0,285\%$$

La caída tensión es del 0,285 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP3_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (188,1 E-3)

$R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(188,1 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,391 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS5_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 5, hasta entrada al CGP3:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T)

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R)

Factor de corrección por agrupamiento (f_A)

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P)

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{58,96}{6} = 226 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{226 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,36} = 0,003 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0007 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,0007 \% < 6,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,284 \% + 0,0007 \% = 0,285\%$$

La caída tensión es del $0,285 \% < 6,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP3.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP3_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (226,0 E-3)

$R_{LCGP3_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3} (226 + 344,03 + j 256,46) E - 3} = 0,369 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP3 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.

A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP4_AC, que es el tramo que va desde el centro de transformación 1 al cuadro general de protección 4, CGP4. El cuadro general de protección 4, CGP4, protege a los subcampos 6 y 7, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP4_AC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los subcampos (6 y 7) al cuadro general de protección CGP4.



2.2.1.4.4.9. Línea LCGP4_AC salida del cuadro CGPCT1 – CGP4:

- Cable unipolar (3F) de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 68,35 metros
- Tensión de servicio: 400 V
- Potencia: 110 W (22 motores) $\rightarrow \cos\phi (0,8) \rightarrow \eta (0,9)$
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 5

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

Factor de corrección por arranque (22 motores):

$$I_{22} = 21 \times 0,01 + 1,25 \times 0,01 = 0,223 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,223}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,306 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$
$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{68,35}{6} = 262 \text{ m}\Omega$$
$$\Delta U_{III}' = \frac{262 \times 10^{-3} \times 110}{400 - 1,10} = 0,072 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,018 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,018 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$
$$\Delta U_T(\%) = 0,275 \% + 0,018 \% = 0,293 \%$$

La caída tensión en este tramo en total es del 0,293 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalarán dos elementos de protección para esta línea uno a la salida del centro de transformación en el cuadro CGPCT1 (PIA) y otro a la entrada del cuadro CGP4 (PIA) que protege a los subcampos.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$0,223 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$
$$\mathbf{PIA I_n = 10 \text{ A}}$$
$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$
$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$



Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.

- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCT1_BTAC.

$$I_{ccI} = 0,858 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo}) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (262 E-3)

$R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia aguas arriba (82,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3} (262 + 82,03 + j 256,46) E - 3} = 0,538 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA al principio de línea (CGPCT1) de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,858 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In** y otro un **PIA** de CA al final de línea (CGP4) de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



2.2.1.4.4.10. SUBCAMPO 6

Línea LS6_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{58,96}{6} = 226 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{226 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,003 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0007 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,0007 \% < 6,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0007 \% = 0,294\%$$

La caída tensión es del $0,294 \% < 6,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (226,0 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3} (226 + 344,03 + j 256,46) E - 3} = 0,369 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,538 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS6_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{49,06}{6} = 188,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{188,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0006 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0006 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0006 \% = 0,294\%$$

La caída tensión es del 0,294 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_n = 10 \text{ A}$$

$$\text{PIA } I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (188,1 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(188,1 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,391 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS6_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{39,16}{6} = 150,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{150,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0005 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0005 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0005 \% = 0,294\%$$

La caída tensión es del 0,294 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo}) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (150,1 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(150,1 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,415 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS6_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{29,26}{6} = 112,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{112,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0004 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0004 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0004 \% = 0,293\%$$

La caída tensión es del 0,293 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (112,2 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(112,2 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,441 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS6_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 W}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 A$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 A$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 A$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{19,36}{6} = 74,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{74,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0002 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0002 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0002 \% = 0,293\%$$

La caída tensión es del 0,293 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (74,2 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(74,2 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,471 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,538 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS6_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$
$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{9,46}{6} = 36,3 \text{ m}\Omega$$
$$\Delta U_{III}' = \frac{36,3 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,0004 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0001 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0001 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$
$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0001 \% = 0,293\%$$

La caída tensión es del 0,293 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$
$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$
$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$
$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$
$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (36,3 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(36,3 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,503 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS6_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE Tensión:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{19,36}{6} = 74,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{74,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0002 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0002 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0002 \% = 0,293\%$$

La caída tensión es del 0,293 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (74,2 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(74,2 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,471 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS6_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{29,26}{6} = 112,2 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{112,2 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,001 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0004 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0004 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0004 \% = 0,293\%$$

La caída tensión es del 0,293 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (112,2 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(112,2 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,441 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS6_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{39,16}{6} = 150,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{150,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0005 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0005 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0005 \% = 0,294\%$$

La caída tensión es del 0,294 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo}) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (150,1 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(150,1 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,415 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,538 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



Línea LS6_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{\text{m}} \right) \times \frac{L \text{ (m)}}{S \text{ (mm}^2\text{)}} = 0,023 \times \frac{49,06}{6} = 188,1 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{188,1 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,002 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0006 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm² ya que la caída de tensión es del 0,0006 % < 6,5 %

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0006 \% = 0,294\%$$

La caída tensión es del 0,294 % < 6,5 % por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (188,1 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j \left(Z_{red} + Z_{trafo} \right)$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3}(188,1 + 344,03 + j 256,46)E - 3} = 0,391 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **PdC = 6 kA**. IMAG Simon Curva C = **10 In = 100 A < 0,538 kA**; **Iz' = 32,09 A < 50 A = 5 In**.



Línea LS6_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 6, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño:

$$I_1 = \frac{5 \text{ W}}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 \text{ A}$$

1. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DEL CALENTAMIENTO:

Factor de corrección de temperatura (f_T) = 1

Factor de corrección resistividad térmica del terreno (f_R) = 1,18

Factor de corrección por agrupamiento (f_A) = 0,6

Factor de corrección por profundidad de la instalación (f_P) = 1,03

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección:

$$I_b' = \frac{I_b}{f_T \times f_R \times f_A \times f_P} = \frac{0,01}{1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03} = 0,014 \text{ A}$$

Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

$$I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2$$

$$I_z' = I_z \times f_T \times f_R \times f_A \times f_P = 44 \times 1 \times 1,18 \times 0,6 \times 1,03 = 32,09 \text{ A}$$



2. CÁLCULO DE SECCIÓN POR EL CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN:

$$\Delta U_{III}' = \frac{R \times P}{U'} = \frac{R \times P}{U - \Delta U}$$

$$R = \rho_{90} \left(\frac{\Omega \text{ mm}^2}{m} \right) \times \frac{L (m)}{S (\text{mm}^2)} = 0,023 \times \frac{58,96}{6} = 226 \text{ m}\Omega$$

$$\Delta U_{III}' = \frac{226 \times 10^{-3} \times 5}{400 - 1,10 - 0,072} = 0,003 \text{ V} \rightarrow \Delta U(\%) = \mathbf{0,0007 \%}$$

Cumple criterio de la caída de tensión para un conductor con sección 6 mm^2 ya que la caída de tensión es del $0,0007 \% < 6,5 \%$

Caída de tensión total:

$$\Delta U_T(\%) = \Delta U(\%) + \Delta U'(\%)$$

$$\Delta U_T(\%) = 0,293 \% + 0,0007 \% = 0,294\%$$

La caída tensión es del $0,294 \% < 6,5 \%$ por lo que está bien dimensionada la línea.

3. PROTECCIÓN ANTE SOBRECARGAS Y CORTOCIRCUITOS

Se instalará un elemento de protección (PIA) para esta línea en la salida del cuadro general de protección CGP4.

• CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A SOBRECARGAS

El dispositivo PIA protege frente a sobrecargas si se cumplen las siguientes ecuaciones:

$$I_b \leq I_n \leq I_z'$$

$$0,01 \text{ A} \leq I_n(\text{A}) \leq 32,09 \text{ A}$$

$$PIA I_n = 10 \text{ A}$$

$$PIA I_2 = 1,45 \times I_n$$

$$1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$$

Se cumplen ambas ecuaciones por lo que utilizaremos un PIA con intensidad nominal de 10 A para proteger frente a sobrecargas.



- CRITERIOS DE PROTECCIÓN FRENTE A CORTOCIRCUITOS

Intensidad de cortocircuito al principio de línea será la misma que la intensidad de cortocircuito en el final de la línea LCGP4_AC.

$$I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$$

Intensidad de cortocircuito al final de la línea

$$I_{ccF} = \frac{U}{\sqrt{3} \left(R + R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo}) \right)}$$

I_{ccF} → Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea

U → Tensión trifásica en V

R → Resistencia de la línea en ohmios (226,0 E-3)

$R_{LCGP4_AC} + R_{LCT1_BTAC} + j (Z_{red} + Z_{trafo})$ → Impedancia aguas arriba (344,03 + j 256,46) E-3

$$I_{ccF} = \frac{400}{\sqrt{3} (226 + 344,03 + j 256,46) E - 3} = 0,369 \text{ kA}$$

Se instalará un **PIA** de CA aguas arriba de la línea en CGP4 de Intensidad nominal **$I_n = 10 \text{ A}$** , con Poder de corte **$PdC = 6 \text{ kA}$** . IMAG Simon Curva C = **$10 I_n = 100 \text{ A} < 0,538 \text{ kA}$** ; **$I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$** .



2.2.1.4.4.11. SUBCAMPO 7

Las líneas que salen de los seguidores solares del Subcampo 7 son simétricas respecto a las del Subcampo 6 por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos en el Subcampo 6, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de las líneas, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas del Subcampo 6:

Línea LS7_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,294 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A (0,01 A \leq In \leq 32,09 A) y (10 A \leq 32,09 A)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,369 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,538 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$



Línea LS7_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,294 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,391 \text{ kA}$

$I_{MAG} = 10 I_n = 100 \text{ A} < 0,538 \text{ kA}; I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$

Línea LS7_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 642

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,294 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,415 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,538 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$

Línea LS7_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,293 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,441 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,538 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$



Línea LS7_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,293 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A (0,01 A \leq In \leq 32,09 A) y (10 A \leq 32,09 A)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,471 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,538 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$

Línea LS4_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 4, hasta entrada al CGP2:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 644

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,293 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,503 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,538 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS7_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,293 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,471 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,538 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS7_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,293 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,441 kA$

$IMAG = 10 I_n = 100 A < 0,538 kA$; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS7_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Alberio Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 646

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,294 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,415 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,538 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS7_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 \text{ i}) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,294 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,391 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,538 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$



Línea LS7_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 7, hasta entrada al CGP4:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,294 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,538 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,369 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,538 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP5_AC, que es el tramo que va desde el centro de transformación 1 al cuadro general de protección 5, CGP5. El cuadro general de protección 5, CGP5, protege a los subcampos 8 y 9, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP5_AC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los subcampos (8 y 9) al cuadro general de protección CGP5.



La línea LCGP5_AC es simétrica a la línea LCGP2_AC antes calculada, por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos que para la línea LCGP2_AC, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de la línea LCGP5_AC y de las líneas de los Subcampos 8 y 9, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas de los Subcampos 3 y 4.

2.2.1.4.4.12. Líneas LCGP5_AC salida del cuadro CGPCT1 – CGP5:

- Cable unipolar (3F) de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 90,25 metros
- Tensión de servicio: 400 V
- Potencia: 110 W (22 motores) $\rightarrow \cos\varphi (0,8) \rightarrow \eta (0,9)$
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 5

Intensidad de diseño: $I_b = 0,233 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,306 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299\% < 1,5 \%$

Se instalarán dos **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de Corte **6 kA**, en el cuadro CGPCT1 y en el cuadro CGP5.

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,223 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($1,45 \times 10 \text{ A} \leq 1,45 \times 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 0,858 \text{ kA}$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 0,463 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,858 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$



2.2.1.4.4.13. SUBCAMPO 8

Línea LS8_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,300 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,329 \text{ kA}$

$I_{MAG} = 10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}; I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$

Línea LS8_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 650

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,346 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS8_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,365 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS8_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,386 \text{ kA}$

$I_{MAG} = 10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}; I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$

Línea LS8_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 652

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,410 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS8_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,435 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS8_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,410 \text{ kA}$

$I_{MAG} = 10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}; I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$

Línea LS8_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 654

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,386 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS8_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,365 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS8_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,346 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS8_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 8, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,300 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,329 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$

2.2.1.4.4.14. SUBCAMPO 9

Línea LS9_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,300 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq In \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,329 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 In$



Línea LS9_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,346 \text{ kA}$

$I_{MAG} = 10 I_n = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}; I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 I_n$

Línea LS9_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 658

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $\text{Iccl}=0,463 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $\text{IccF}=0,365 \text{ kA}$

$\text{IMAG} = 10 \text{ In} = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}; \text{Iz}' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS9_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 \text{ i}) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $\text{Iccl}=0,463 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $\text{IccF}=0,386 \text{ kA}$

$\text{IMAG} = 10 \text{ In} = 100 \text{ A} < 0,463 \text{ kA}; \text{Iz}' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$



Línea LS9_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,410 kA$

$IMAG = 10 I_n = 100 A < 0,463 kA$; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS9_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 660

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,435 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS9_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,410 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS9_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,386 kA$

$IMAG = 10 I_n = 100 A < 0,463 kA$; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS9_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.

Alumno: Alberio Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 662

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,365 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS9_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,299 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,346 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS9_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 9, hasta entrada al CGP5:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,300 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,463 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,329 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,463 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

A continuación se calculará la sección del conductor y la aparamenta que protege a la línea LCGP6_AC, que es el tramo que conecta el cuadro general de protección 6, CGP6, a la entrada del inversor. El cuadro general de protección 6, CGP6, protege a los subcampos 10 y 11, por lo que después de hacer los cálculos de la LCGP6_AC, procederemos a calcular la sección y la aparamenta de las líneas de cada uno de los conductores que hay de los seguidores de los subcampos (10 y 11) al cuadro general de protección CGP6.



La línea LCGP6_AC es simétrica a la línea LCGP1_AC antes calculada, por lo que obtendremos los mismos resultados obtenidos que para la línea LCGP1_AC, esto se ha hecho para ahorrar procedimientos de cálculos y para obtener un centro de gravedad óptimo para la instalación. Dicho esto, a continuación, se presentará sólo las soluciones de la línea LCGP6_AC y de las líneas de los Subcampos 10 y 11, que como hemos dicho son equivalentes a las líneas de los Subcampos 1 y 2.

2.2.1.4.4.15. Líneas LCGP6_AC salida del cuadro CGPCT1 – CGP6:

- Cable unipolar (3F) de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV.
- Longitud: 112,15 metros
- Tensión de servicio: 400 V
- Potencia: 110 W (22 motores) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 5

Intensidad de diseño: $I_b = 0,233 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,306 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305\% < 1,5 \%$

Se instalarán dos **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de Corte **6 kA**, en el cuadro CGPCT1 y en el cuadro CGP6.

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,223 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($1,45 \times 10 A \leq 1,45 \times 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad permanente de cortocircuito en inicio de línea: $I_{pccI} = 0,858 kA$

Intensidad permanente de cortocircuito en final de línea: $I_{pccF} = 0,403 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,858 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



2.2.1.4.4.16. SUBCAMPO 10

Línea LS10_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,296 kA$

$IMAG = 10 I_n = 100 A < 0,403 kA$; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS10_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 666

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $\text{IccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $\text{IccF} = 0,310 \text{ kA}$

$\text{IMAG} = 10 \text{ In} = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}; \text{Iz}' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS10_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 \text{ i}) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $\text{IccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $\text{IccF} = 0,325 \text{ kA}$

$\text{IMAG} = 10 \text{ In} = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}; \text{Iz}' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$



Línea LS10_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,342 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS10_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 668

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,361 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS10_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 \text{ i}) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,382 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$



Línea LS10_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,361 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS10_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 670

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,342 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS10_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 \text{ i}) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,325 \text{ kA}$

IMAG fotovoltaico = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$



Línea LS10_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,310 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS10_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 10, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,296 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

2.2.1.4.4.17. SUBCAMPO 11

Línea LS11_1AC salida seguidor solar 1, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,296 kA$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS11_2AC salida seguidor solar 2, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,310 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS11_3AC salida seguidor solar 3, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 674

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,325 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS11_4AC salida seguidor solar 4, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 \text{ i}) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,342 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$



Línea LS11_5AC salida seguidor solar 5, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,361 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS11_6AC salida seguidor solar 6, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 9,46 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Alberio Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 676

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $\text{IccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $\text{IccF} = 0,382 \text{ kA}$

$\text{IMAG} = 10 \text{ In} = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}; \text{Iz}' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS11_7AC salida seguidor solar 7, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 19,36 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 \text{ i}) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq \text{In} \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $\text{IccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $\text{IccF} = 0,361 \text{ kA}$

$\text{IMAG} = 10 \text{ In} = 100 \text{ A} < 0,403 \text{ kA}; \text{Iz}' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$



Línea LS11_8AC salida seguidor solar 8, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 29,26 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,342 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Línea LS11_9AC salida seguidor solar 9, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 39,16 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Alberio Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 678

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,325 kA$

IMAG fotovoltaico = $10 I_n = 100 A < 0,403 kA$; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$

Línea LS11_10AC salida seguidor solar 10, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 49,06 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi (0,8 i) \rightarrow \eta (0,9)$
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 A$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 A$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 A \rightarrow 6 mm^2 \rightarrow I_z' = 32,09 A$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 A \leq I_n \leq 32,09 A$) y ($10 A \leq 32,09 A$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 kA$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,310 kA$

IMAG = $10 I_n = 100 A < 0,403 kA$; $I_z' = 32,09 A < 50 A = 5 I_n$



Línea LS11_11AC salida seguidor solar 11, del Subcampo 11, hasta entrada al CGP6:

- Cable multipolar de Cobre con aislamiento XLPE y tensión de aislamiento 0,6/1kV
- Longitud: 58,96 metros
- Potencia: 5 W (1 motor) $\rightarrow \cos\phi$ (0,8 i) $\rightarrow \eta$ (0,9)
- Tensión de servicio: 400 V
- Cables enterrados a 0,4 metros (Método D)
- Canalización: bajo tubería.
- Temperatura del terreno 25°C
- Resistividad térmica del terreno 1 K. m /W
- Otros circuitos adicionales: 10

Intensidad de diseño: $I_b = 0,01 \text{ A}$

Intensidad de diseño aplicándole factores de corrección: $I_b' = 0,014 \text{ A}$

Intensidad máxima admisible: $I_z = 44 \text{ A} \rightarrow 6 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z' = 32,09 \text{ A}$

Caída de tensión total: $\Delta U_T(\%) = 0,305 \% < 6,5 \%$

Se instalará **PIA** de CA de Intensidad nominal **In = 10 A**, con Poder de corte **6kA**

Protección ante sobrecargas: PIA In = 10 A ($0,01 \text{ A} \leq I_n \leq 32,09 \text{ A}$) y ($10 \text{ A} \leq 32,09 \text{ A}$)

Protección ante cortocircuitos:

Intensidad de cortocircuito en inicio de línea: $I_{ccI} = 0,403 \text{ kA}$

Intensidad de cortocircuito en final de línea: $I_{ccF} = 0,296 \text{ kA}$

IMAG = 10 In = 100 A < 0,403 kA; $I_z' = 32,09 \text{ A} < 50 \text{ A} = 5 \text{ In}$

Una vez realizados la sección de los cables de Corriente Alterna en BT (Baja Tensión) procederemos al dimensionado de tubos (mm^2) y canales protectoras, por donde circulará el cable conductor:

Los tramos que van de la salida del cuadro general de protección CT1 y CT2 a los cuadros generales de protección de los subcampos CGPN son trifásicos unipolares, por lo que el tubo conductor tendrá un diámetro exterior de 20 mm. Los tramos que salen de los cuadros generales de protección de los subcampos CGPN hacia la entrada a los motores de los seguidores solares, son cables trifásicos multipolares por lo que se asumirá que ocupan lo mismo que si fueran unipolares, por lo que el diámetro exterior del tubo conductor deberá ser también de 20 mm.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 680

Tabla 62 Diámetro exterior de los tubos protectores (ITC-BT-21)

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
6	12	16	20	20	25
10	16	20	25	32	32
16	16	25	32	32	32
25	20	32	32	40	40

Tablas resumen de los cálculos de línea en Corriente Alterna de Baja Tensión

A continuación se van a mostrar las tablas resumen de los cables que alimentan a los motores de los seguidores solares.

Tabla 102 Secciones LCGP1_AC y las correspondientes al Subcampo 1 y 2

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	Cu-XLPE 0,6/1kV S(mm2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	IccI (kA)	IccF (kA)
LCGP1_AC	112,15	110	400	0,223	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,858	0,403
									PIA	10	6	3		
LS1_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,296
LS1_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,310
LS1_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,325
LS1_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,342
LS1_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,361
LS1_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,382
LS1_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,361
LS1_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,342
LS1_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,325
LS1_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,310
LS1_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,296
LS2_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,296
LS2_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,310
LS2_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,325
LS2_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,342
LS2_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,361
LS2_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,382
LS2_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,361
LS2_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,342
LS2_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,325
LS2_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,310
LS2_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,403	0,296



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 681

Tabla 103 Secciones LCGP2_AC y las correspondientes al Subcampo 3 y 4

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	Cu-XLPE 0,6/1kV S(mm2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	Iccl (kA)	IccF (kA)
LCGP2_AC	90,25	110	400	0,223	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,858	0,463
									PIA	10	6	3		
LS3_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,463	0,329
LS3_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,346
LS3_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,365
LS3_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,386
LS3_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,410
LS3_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,435
LS3_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,410
LS3_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,386
LS3_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,365
LS3_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,346
LS3_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,463	0,329
LS4_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,463	0,329
LS4_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,346
LS4_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,365
LS4_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,386
LS4_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,410
LS4_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,435
LS4_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,410
LS4_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,386
LS4_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,365
LS4_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,346
LS4_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,463	0,329

Tabla 104 Secciones LCGP3_AC y las correspondientes al Subcampo 5

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	Cu-XLPE 0,6/1kV S(mm2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	Iccl (kA)	IccF (kA)
LCGP3_AC	68,35	55	400	0,113	32,09	6	20	0,284%	PIA	10	6	3	0,858	0,538
									PIA	10	6	3		
LS5_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,285%	PIA	10	6	3	0,538	0,369
LS5_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,285%	PIA	10	6	3	0,538	0,391
LS5_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,285%	PIA	10	6	3	0,538	0,415
LS5_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,284%	PIA	10	6	3	0,538	0,441
LS5_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,284%	PIA	10	6	3	0,538	0,471
LS5_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,284%	PIA	10	6	3	0,538	0,503
LS5_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,284%	PIA	10	6	3	0,538	0,471
LS5_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,284%	PIA	10	6	3	0,538	0,441
LS5_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,285%	PIA	10	6	3	0,538	0,415
LS5_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,285%	PIA	10	6	3	0,538	0,391
LS5_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,285%	PIA	10	6	3	0,538	0,369



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 682

Tabla 105 Secciones LCGP6_AC y las correspondientes al Subcampo 6 y 7

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	Cu-XLPE 0,6/1kV S(mm2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	Iccl (kA)	IccF (kA)
LCGP4_AC	68,35	110	400	0,223	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,858	0,538
									PIA	10	6	3		
LS6_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,369
LS6_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,391
LS6_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,415
LS6_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,441
LS6_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,471
LS6_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,503
LS6_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,471
LS6_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,441
LS6_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,415
LS6_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,391
LS6_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,369
LS7_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,369
LS7_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,391
LS7_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,415
LS7_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,441
LS7_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,471
LS7_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,503
LS7_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,471
LS7_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,293%	PIA	10	6	3	0,538	0,441
LS7_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,415
LS7_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,391
LS7_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,294%	PIA	10	6	3	0,538	0,369

Tabla 106 Secciones LCGP5_AC y las correspondientes al Subcampo 8 y 9

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	Cu-XLPE 0,6/1kV S(mm2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	Iccl (kA)	IccF (kA)
LCGP5_AC	90,25	110	400	0,223	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,858	0,463
									PIA	10	6	3		
LS8_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,463	0,329
LS8_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,346
LS8_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,365
LS8_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,386
LS8_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,410
LS8_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,435
LS8_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,410
LS8_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,386
LS8_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,365
LS8_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,346
LS8_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,463	0,329
LS9_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,463	0,329
LS9_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,346
LS9_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,365
LS9_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,386
LS9_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,410
LS9_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,435
LS9_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,410
LS9_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,386
LS9_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,365
LS9_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,463	0,346
LS9_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,463	0,329



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 683

Tabla 107 Secciones LCGP6_AC y las correspondientes al Subcampo 10 y 11

	L (m)	P (W)	V (V)	Ib (A)	Iz' (A)	Cu-XLPE 0,6/1kV S(mm2)	D. Tubo protector (mm)	AU(%)	DISP. PT	In(A)	PdC (kA)	N POLOS	IccI (kA)	IccF (kA)
LCGP6_AC	112,15	110	400	0,223	32,09	6	20	0,305%	PIA	10	6	3	0,858	0,403
									PIA	10	6	3		
LS10_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,403	0,296
LS10_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,310
LS10_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,325
LS10_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,342
LS10_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,361
LS10_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,382
LS10_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,361
LS10_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,342
LS10_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,325
LS10_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,310
LS10_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,403	0,296
LS11_1AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,403	0,296
LS11_2AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,310
LS11_3AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,325
LS11_4AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,342
LS11_5AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,361
LS11_6AC	9,46	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,382
LS11_7AC	19,36	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,361
LS11_8AC	29,26	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,342
LS11_9AC	39,16	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,325
LS11_10AC	49,06	5	400	0,01	32,09	6	20	0,299%	PIA	10	6	3	0,403	0,310
LS11_11AC	58,96	5	400	0,01	32,09	6	20	0,300%	PIA	10	6	3	0,403	0,296



2.3. Instalación de Centros de transformación (CT1 y CT2) para evacuar la energía de los campos fotovoltaicos

2.3.1. Dimensionamiento de la potencia del transformador

Este transformador deberá evacuar la energía cedida por el inversor:

La potencia máxima de salida del inversor es de 510 kW por lo que la intensidad que circulará por las fases será:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_{\text{Linea}} \times \cos \varphi} = \frac{510}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 736,12 \text{ A}$$

$$I = I_{CT\text{Secundario}}$$

La potencia aparente del transformador del centro de transformación auxiliar será:

$$S_{TF} = \sqrt{3} \times V_{\text{Linea}} \times I_{CT\text{Secundario}} = \sqrt{3} \times 400 \times 736,12$$

$$S_{TF} = 510 \text{ kVA}$$

Potencia aparente superior normalizada:

$$S_{TF} = 630 \text{ kVA}$$

Por lo que las potencias aparentes de los transformadores de los centros de transformación 1 y 2 será de 630kVA.

2.3.2. Intensidad en Alta Tensión

En un transformador trifásico la intensidad del circuito primario I_p viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_p}$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA

U_p = Tensión compuesta primaria en kV

I_p = Intensidad primaria en A



Sustituyendo valores:

Transformador	Potencia (kVA)	Up (kV)	Ip (A)
trafo 1	630	20	18,19

2.3.3.Intensidad en Baja Tensión

En un transformador trifásico la intensidad del circuito secundario Is viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S \times 1000}{\sqrt{3} \times U_s}$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA

Us = Tensión compuesta secundaria en V

Is = Intensidad secundaria en A

Sustituyendo valores:

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Is (A)
trafo 1	630	400	909,35

2.3.4.Cortocircuitos

2.3.4.1. Observaciones

Para el cálculo de la intensidad primaria de cortocircuito se tendrá en cuenta una potencia de cortocircuito de 350 MVA en la red de distribución, dato proporcionado por la compañía suministradora.

2.3.4.2. Cálculo de corrientes de cortocircuito

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las siguientes expresiones:

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de Alta Tensión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_p}$$



Siendo:

S_{cc} = Potencia de cortocircuito de la red en MVA.

U_p = Tensión compuesta primaria en kV.

I_{ccp} = Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

- Intensidad secundaria para cortocircuito en el lado de Baja Tensión (despreciando la impedancia de la red de Alta Tensión):

$$I_{ccs} = \frac{100 \times S}{\sqrt{3} \times U_{cc}(\%) \times U_s}$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA

$U_{cc}(\%)$ = Tensión de cortocircuito en % del transformador

U_s = Tensión compuesta en carga en el secundario en V

I_{ccs} = Intensidad de cortocircuito secundaria en kA

2.3.4.3. Cortocircuito en el lado de Alta Tensión

Utilizando las expresiones del apartado 2.3.4.2.

S_{cc} (MVA)	U_p (kV)	I_{ccp} (kA)
350	20	10.1

2.3.4.4. Cortocircuito en el lado de Baja Tensión

Utilizando las expresiones del apartado 2.3.4.2.

Transformador	Potencia (kVA)	U_s (V)	$U_{cc}(\%)$	I_{ccs} (kA)
trafo 1	630	400	4	22,73

2.3.5. Dimensionado del embarrado

Las características del embarrado son:

Intensidad asignada: 400 A

Límite térmico, 1 s.: 16 kA eficaces

Límite electrodinámico: 40 kA cresta



Por lo tanto dicho embarrado debe soportar la intensidad nominal sin superar la temperatura de régimen permanente (comprobación por densidad de corriente), así como los esfuerzos electrodinámicos y térmicos que se produzcan durante un cortocircuito.

2.3.5.1. Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor que constituye el embarrado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin sobrepasar la densidad de corriente máxima en régimen permanente. Dado que se utilizan celdas bajo envolvente metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente, se garantiza lo indicado para la intensidad asignada de 400 A.

2.3.5.2. Comprobación por sollicitación electrodinámica

Según la MIE-RAT 05, la resistencia mecánica de los conductores deberá verificar, en caso de cortocircuito que:

$$\sigma_{m\acute{a}x} \geq \frac{I_{ccp}^2 \times L^2}{(60 \times d \times W)}$$

Siendo:

$\sigma_{m\acute{a}x}$ = Valor de la carga de rotura de tracción del material de los conductores.

Para cobre semiduro 2800 Kg / cm²

I_{ccp} = Intensidad permanente de cortocircuito trifásico, en kA

L = Separación longitudinal entre apoyos, en cm

d = Separación entre fases, en cm

W = Módulo resistente de los conductores, en cm³

Dado que se utilizan celdas bajo envolvente metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente se garantiza el cumplimiento de la expresión anterior.



2.3.5.3. Comprobación por solicitud térmica a cortocircuito

La sobreintensidad máxima admisible en cortocircuito para el embarrado se determina:

$$I_{th} = \alpha \times S \times \sqrt{\frac{\Delta T}{t}}$$

Siendo:

I_{th} = Intensidad eficaz, en A

α = 13 para el Cu

S = Sección del embarrado, en mm²

ΔT = Elevación o incremento máximo de temperatura, 150°C para Cu

t = Tiempo de duración del cortocircuito, en s

Puesto que se utilizan celdas bajo envoltente metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente, se garantiza que:

$$I_{th} \geq 16 \text{ kA durante } 1 \text{ s.}$$

2.3.6. Selección de las protecciones de Alta y Baja Tensión

Los transformadores están protegidos tanto en AT como en BT. En Alta tensión la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, y en baja tensión la protección se incorpora en los cuadros de BT.

Protección trafo 1

La protección general en AT de este CT se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles combinados, siendo estos los que efectúan la protección ante cortocircuitos. Estos son limitadores de corriente produciéndose su fusión antes de que la corriente de cortocircuito haya alcanzado su valor máximo.



Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el paso de la punta de corriente producida en la conexión del transformador en vacío.
- Soportar la intensidad nominal en servicio continuo.

La intensidad nominal de los fusibles se escogerá por tanto en función de la potencia:

Potencia (kVA)	In fusibles (A)
630	63

Para la protección contra sobrecargas se instalará un relé electrónico con captadores de intensidad por fase cuya señal alimentará a un disparador electromecánico liberando el dispositivo de retención del interruptor.

Protección en Baja Tensión

En el circuito de baja tensión de cada transformador según RU6302 se instalará un Cuadro de Distribución de 4 salidas con posibilidad de extensionamiento. Se instalarán fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad exigida a esa salida, y un poder de corte mayor o igual a la corriente de cortocircuito en el lado de baja tensión, calculada en el apartado 2.3.4.4.

La descarga del trafo al cuadro de Baja Tensión se realizará con conductores XLPE 0,6/1kV 240 mm² Al unipolares instalados al aire cuya intensidad admisible a 40°C de temperatura ambiente es de 420 A.

Para el trafo 1, cuya potencia es de 630 kVA y cuya intensidad en Baja Tensión se ha calculado en el apartado 2.3.3., se emplearán 3 conductores por fase y 2 para el neutro.

2.3.7. Dimensionado de la ventilación del centro de transformación

Para el cálculo de la superficie mínima de las rejillas de entrada de aire en el edificio del centro de transformación, se utiliza la siguiente expresión:

$$S_r = \frac{(W_{cu} + W_{fe})}{(0,24 \times k \times \sqrt{h \times \Delta T^3})}$$



Siendo:

W_{cu} = Pérdidas en el cobre del transformador, en kW

W_{fe} = Pérdidas en el hierro del transformador, en kW

k = Coeficiente en función de la forma de las rejillas de entrada de aire, 0,5

h = Distancia vertical entre centros de las rejillas de entrada y salida, en m

ΔT = Diferencia de temperatura entre el aire de salida y el de entrada, 15°C

S_r = Superficie mínima de la rejilla de entrada de ventilación del transformador, en m²

No obstante, puesto que se utilizan edificios prefabricados de Orma-mn éstos han sufrido ensayos de homologación en cuanto al dimensionado de la ventilación del centro de transformación.

2.3.8. Dimensionado del pozo apagafuegos

El pozo de recogida de aceite será capaz de alojar la totalidad del volumen que contiene el transformador, y así es dimensionado por el fabricante al tratarse de un edificio prefabricado.

2.3.9. Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra

2.3.9.1. Investigación de las características del suelo

Según la investigación previa del terreno donde se instalará éste Centro de Transformación, se determina una resistividad media superficial de 150 $\Omega \times m$.

2.3.9.2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto

En instalaciones de Alta Tensión de tercera categoría los parámetros de la red que intervienen en los cálculos de faltas a tierras son:

Tipo de neutro

El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, o a través de impedancia (resistencia o reactancia), lo cual producirá una limitación de las corrientes de falta a tierra.



Tipo de protecciones en el origen de la línea

Cuando se produce un defecto, éste es eliminado mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un relé de intensidad, el cual puede actuar en un tiempo fijo (relé a tiempo independiente), o según una curva de tipo inverso (relé a tiempo dependiente).

Asimismo pueden existir reenganches posteriores al primer disparo que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a 0,5 s.

Según los datos de la red proporcionados por la compañía suministradora, se tiene:

- Intensidad máxima de defecto a tierra, $I_{dm\acute{a}x}$ (A): 300
- Duración de la falta.

Desconexión inicial

Tiempo máximo de eliminación del defecto (s): 0.7

2.3.9.3. Diseño de la instalación de tierra

Para los cálculos a realizar se emplearán los procedimientos del “Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría”, editado por UNESA.

Tierra de protección

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero pueden estarlo por defectos de aislamiento, averías o causas fortuitas, tales como chasis y bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

2.3.9.4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra

Las características de la red de alimentación son:

- Tensión de servicio, $U = 20000$ V
- Puesta a tierra del neutro:
 $Aislado: L_a$ (km) = 0; L_s (km) = 0.01
 $C_a = 0,006 \times 10^{-6}$ F/km; $C_s = 0,25 \times 10^{-6}$ F/km



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 692

- Nivel de aislamiento de las instalaciones de Baja Tensión, $U_{bt} = 6000 \text{ V}$.
- Características del terreno:
 ρ terreno ($\Omega \times \text{m}$): 150
 ρ_H hormigón ($\Omega \times \text{m}$): 3000

Tierra de protección

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas (R_t), la intensidad y tensión de defecto (I_d , U_d), se utilizarán las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, R_t :

$$R_t = K_r \times \rho(\Omega)$$

- Intensidad de defecto, I_d :

$$I_d(A) = \frac{U}{\sqrt{3} \times \sqrt{R_t^2 + X_c^2}}$$

$$X_c(A) = \frac{1}{3 \times \omega \times C} \rightarrow \omega = 2\pi f \rightarrow C = C_a \times L_a + C_s \times L_s \rightarrow f = 50\text{Hz}$$

- Tensión de defecto, U_d :

$$U_d(V) = R_t \times I_d$$

El electrodo adecuado para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 70-25/5/82
- Geometría: Anillo
- Dimensiones (m): 7x2,5
- Profundidad del electrodo (m): 0,5
- Número de picas: 8
- Longitud de las picas (m): 2

Los parámetros característicos del electrodo son:

- De la resistencia, $K_r (\Omega / \Omega \times \text{m}) = 0,076$
- De la tensión de paso, $K_p (\text{V}/((\Omega \times \text{m}) \times \text{A})) = 0,0162$
- De la tensión de contacto exterior, $K_c (\text{V}/((\Omega \times \text{m}) \times \text{A})) = 0,0335$



Sustituyendo valores en las expresiones anteriores, se tiene:

$$R_t = K_r \times \rho = 0,076 \times 150 = 11,4 \, \Omega$$

$$\omega = 2\pi f = 2 \times \pi \times 50 = 314,16$$

$$C = C_a \times L_a + C_s \times L_s = 0 + 0,25E - 6 \times 0,01 = 2,5E - 9 \, F$$

$$X_c(A) = \frac{1}{3 \times \omega \times C} = \frac{1}{3 \times 314,16 \times 2,5E - 9} = 424413,19 \, \Omega$$

$$I_d(A) = \frac{U}{\sqrt{3} \times \sqrt{R_t^2 + X_c^2}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \times \sqrt{11,4^2 + 424413,19^2}} = 0,03 \, A$$

$$U_d(V) = 11,4 \times 0,03 = 0,31 \, V$$

2.3.9.5. Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación

Con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior de la instalación, las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

Con estas medidas de seguridad, no será necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que estas serán prácticamente nulas. Por otra parte, la tensión de paso en el exterior vendrá dada por las características del electrodo y la resistividad del terreno según la expresión:

$$U_p = K_p \times \rho \times I_d = 0,0162 \times 150 \times 0,03 = 0,07 \, V$$

2.3.9.6. Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación

En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo electrosoldado, con redondos de diámetro no inferior a 4 mm., formando una retícula no superior a 0,30x0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos opuestos de la puesta a tierra de protección del Centro.

Dicho mallazo estará cubierto por una capa de hormigón de 10 cm. como mínimo.



Con esta medida se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, esté sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo de la tensión de contacto y de paso interior.

De esta forma no será necesario el cálculo de las tensiones de contacto y de paso en el interior, ya que su valor será prácticamente cero.

Asimismo la existencia de una superficie equipotencial conectada al electrodo de tierra, hace que la tensión de paso en el acceso sea equivalente al valor de la tensión de contacto exterior.

$$U_p(acc) = K_c \times \rho \times I_d = 0,0335 \times 150 \times 0,03 = 0,14 \text{ V}$$

2.3.9.7. Cálculo de las tensiones aplicadas

Para la obtención de los valores máximos admisibles de la tensión de paso exterior y en el acceso, se utilizan las siguientes expresiones:

$$U_{pa}(V) = 10 \times \frac{k}{t^n} \times \left(1 + \frac{6 \times \rho}{1000}\right)$$

$$U_{pa acc}(V) = 10 \times \frac{k}{t^n} \times \left(1 + \frac{(3 \times \rho + 3 \times \rho_H)}{1000}\right)$$

$$t(s) = t' + t''$$

Siendo:

U_{pa} = Tensión de paso admisible en el exterior, en voltios

$U_{pa}(acc)$ = Tensión en el acceso admisible, en voltios

k , n = Constantes según MIERAT 13, dependen de t

t = Tiempo de duración de la falta, en segundos

t' = Tiempo de desconexión inicial, en segundos

t'' = Tiempo de la segunda desconexión, en segundos

ρ = Resistividad del terreno, en $\Omega \times m$

ρ_H = Resistividad del hormigón, $3000 \Omega \times m$

Según el punto 2.3.9.2., el tiempo de duración de la falta es:



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 695

$$t' = 0,7 \text{ s}$$

$$t = t' = 0,7 \text{ s}$$

Sustituyendo valores:

$$U_{pa}(V) = 10 \times \frac{k}{t^n} \times \left(1 + \frac{6 \times \rho}{1000}\right) = 10 \times 102,86 \times \left(1 + \frac{6 \times 150}{1000}\right) = 1954,29 \text{ V}$$

$$U_{pa acc}(V) = 10 \times \frac{k}{t^n} \times 1 + \frac{(3 \times \rho + 3 \times \rho_H)}{1000} = 10 \times 102,86 \times \left(1 + \frac{(3 \times 150 + 3 \times 3000)}{1000}\right)$$

$$U_{pa acc}(V) = 10748,57 \text{ V}$$

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

Tensión de paso en el exterior y de paso en el acceso

Concepto	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión de paso en el exterior	$U_p = 0,07 \text{ V}$	\leq	$U_{pa} = 1954,29 \text{ V}$
Tensión de paso en el acceso	$U_p (\text{acc}) = 0,14 \text{ V}$	\leq	$U_{pa} (\text{acc}) = 10748,57 \text{ V}$

Tensión e intensidad de defecto

Concepto	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión de defecto	$U_d = 0,31 \text{ V}$	\leq	$U_{bta} = 6000 \text{ V}$
Intensidad de defecto	$U_p (\text{acc}) = 0,03 \text{ V}$	$>$	



2.4. Instalación de Centro de seccionamiento o centro de transformación auxiliar (CT3)

2.4.1. Dimensionamiento de la potencia del transformador

Este transformador alimentará:

1. CT1 (Campo Solar 1):

Circuitos Monofásicos:

- RN: **Inversor = 1,5 kVA** (230 V 50 Hz)
- SN: Iluminación: Tubo fluorescente (descarga):

La superficie del centro de transformación es de aproximadamente: 15 m²

El centro de transformación necesita entre: 150 – 200 Lux

1 Tubo de 36 W son: 2500 lumen

$$\frac{2500 \text{ lumen}}{15 \text{ m}^2} = 166,67 \text{ lux}$$

$$150 \text{ lux} < 166,67 \text{ lux} < 200 \text{ lux}$$

Por lo que con un **tubo fluorescente de 36 W** tendremos iluminado nuestro centro de transformación.

- TN: **Enchufe para consumo de 400 W**

Intensidades:

$$I_{\text{inversor}} = \frac{S}{V} = \frac{1,5 \text{ kVA}}{230 \text{ V}} = 6,52 \text{ A}$$

$$I_{\text{iluminación}} = \frac{P}{V \times \cos \varphi} = \frac{36 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 0,157 \text{ A}$$

$$I_{\text{enchufe}} = \frac{P}{V} = \frac{400 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 1,74 \text{ A}$$

Intensidad, de diseño, que debe soportar el conductor trifásico que alimenta a las tres líneas monofásicas:

$$I_b = 6,52 \text{ A}$$



Circuitos Trifásicos:

- Motores seguidor solar (400 V 3F+N):

$$P_{seguidor} = 50 \frac{Wh}{día}$$

Solsticio de Verano (21 Junio), 15 horas de sol en Murcia:

$$P_{seguidor} = 50 \frac{Wh}{día} \times \frac{día}{15 h} = 3,33 W$$

Solsticio de Invierno (21 Diciembre), 9 horas de sol en Murcia:

$$P_{seguidor} = 50 \frac{Wh}{día} \times \frac{día}{9 h} = 5,55 W$$

$$3,33 < P_{seguidor}(W) < 5,55$$

Asignamos por tanto una potencia del seguidor solar:

$$P_{seguidor}(W) = 5 W$$

Intensidad que solicita el motor del seguidor solar:

$$I_{seguidor}(A) = \frac{P_{seguidor}(W)}{\sqrt{3} \times V \times \cos \varphi \times \eta}$$

V → tensión de línea

P → Potencia motor seguidor solar

cosφ → factor de potencia (0,8 inductivo)

η → rendimiento motor (0,9)

$$I_{seguidor}(A) = \frac{5 W}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,8 \times 0,9} \approx 0,01 A$$

5 líneas trifásicas de 22 Motores cada uno (considerando factor de corrección por arranque):

$$I_5 = 5 \times (21 \times 0,01 + 1,25 \times 0,01) = 1,1125 A$$



1 línea trifásica de 11 Motores (considerando factor de corrección por arranque):

$$I_1 = 1 \times (10 \times 0,01 + 1,25 \times 0,01) = 0,1125 \text{ A}$$

Intensidad, de diseño, que debe soportar el conductor trifásico que alimenta a las seis líneas trifásicas:

$$I_c = I_5 + I_1 = 1,225 \text{ A}$$

Intensidad, de diseño, que debe soportar el conductor trifásico que alimenta a los consumos referentes al Centro de transformación 1:

$$I_{CT1} = I_b + I_c = 6,52 + 1,225 = 7,745 \text{ A}$$

2. CT2 (Campo Solar 2):

El campo solar 1 y 2 son simétricos, por lo que el cálculo de las intensidades serán las mismas que las calculadas en el apartado anterior.

$$I_{CT2} = I_b + I_c = 6,52 + 1,225 = 7,745 \text{ A}$$

3. CT3 (Centro transformación Auxiliar):

Circuitos Monofásicos:

- RN: Iluminación: Tubo fluorescente (descarga):

La superficie del centro de transformación es de aproximadamente 21 m^2

El centro de transformación necesita entre 200 – 250 Lux

1 Tubo de 36 W son 2500 lumen

$$\frac{2500 \text{ lumen}}{21 \text{ m}^2} = 119,04 \text{ lux}$$

- SN: Iluminación: Tubo fluorescente (descarga):

La superficie del centro de transformación es de aproximadamente 21 m^2

El centro de transformación necesita entre 200 – 250 Lux

1 Tubo de 36 W son 2500 lumen



$$\frac{2500 \text{ lumen}}{21 \text{ m}^2} = 119,04 \text{ lux}$$

Por lo que con dos tubos fluorescentes de 36 W tendremos iluminado nuestro centro de transformación.

$$119,04 \text{ lux} + 119,04 \text{ lux} = 238,08 \text{ lux}$$

- TN: Enchufe para consumo de 400 W

Intensidades:

$$I_{iluminación} = \frac{P}{V \times \cos \varphi} = \frac{36 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 0,157 \text{ A}$$

Factores de corrección por arranque

$$I_{iluminación} = 1,8 \times 0,157 = 0,2826 \text{ A}$$

$$I_{enchufe} = \frac{P}{V} = \frac{400 \text{ W}}{230 \text{ V}} = 1,74 \text{ A}$$

Intensidad, de diseño, que debe soportar el conductor trifásico que alimenta a los consumos referentes al Centro de transformación auxiliar (3):

$$I_{CTcon} = 1,74 \text{ A}$$

Por lo que la intensidad que debe salir del secundario del transformador auxiliar debe ser como mínimo la suma de las intensidades demandas por las cargas del Campo 1, Campo 2 y para alimentar las cargas propias del Centro de transformación auxiliar.

$$I_{CTSecundario} = 2 \times 7,745 + 1,74 = 17,23 \text{ A}$$

La potencia aparente del transformador del centro de transformación auxiliar será:

$$S_{TF} = \sqrt{3} \times V_{Línea} \times I_{CTSecundario} = \sqrt{3} \times 400 \times 17,23$$

$$S_{TF} = 11,94 \text{ kVA}$$

Potencia aparente superior normalizada:

$$S_{TF} = 25 \text{ kVA}$$

Por lo que la potencia aparente transformador del centro transformación auxiliar será de 25 kVA.



2.4.2.Intensidad en Alta Tensión

En un transformador trifásico la intensidad del circuito primario I_p viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_p}$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA

U_p = Tensión compuesta primaria en kV

I_p = Intensidad primaria en A

Sustituyendo valores:

Transformador	Potencia (kVA)	U_p (kV)	I_p (A)
trafo 1	25	20	0,72

2.4.3.Intensidad en Baja Tensión

En un transformador trifásico la intensidad del circuito secundario I_s viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S \times 1000}{\sqrt{3} \times U_s}$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA

U_s = Tensión compuesta secundaria en V

I_s = Intensidad secundaria en A

Sustituyendo valores:

Transformador	Potencia (kVA)	U_s (V)	I_s (A)
trafo 1	25	400	36,09



2.4.4. Cortocircuitos

2.4.4.1. Observaciones

Para el cálculo de la intensidad primaria de cortocircuito se tendrá en cuenta una potencia de cortocircuito de 350 MVA en la red de distribución, dato proporcionado por la compañía suministradora.

2.4.4.2. Cálculo de corrientes de cortocircuito

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las siguientes expresiones:

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de Alta Tensión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_p}$$

Siendo:

S_{cc} = Potencia de cortocircuito de la red en MVA

U_p = Tensión compuesta primaria en kV

I_{ccp} = Intensidad de cortocircuito primaria en kA

- Intensidad secundaria para cortocircuito en el lado de Baja Tensión (despreciando la impedancia de la red de Alta Tensión):

$$I_{ccs} = \frac{100 \times S}{\sqrt{3} \times U_{cc}(\%) \times U_s}$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA

$U_{cc}(\%)$ = Tensión de cortocircuito en % del transformador

U_s = Tensión compuesta en carga en el secundario en V

I_{ccs} = Intensidad de cortocircuito secundaria en kA



2.4.4.3. Cortocircuito en el lado de Alta Tensión

Utilizando las expresiones del apartado 2.4.4.2.

Scc (MVA)	Up (kV)	Iccp (kA)
350	20	10.1

2.4.4.4. Cortocircuito en el lado de Baja Tensión

Utilizando las expresiones del apartado 2.4.4.2.

Transformador	Potencia (kVA)	Us (V)	Ucc (%)	Iccs (kA)
trafo 1	25	400	4	0,9

2.4.5. Dimensionado del embarrado

Las características del embarrado son:

Intensidad asignada: 400 A

Límite térmico, 1 s.: 16 kA eficaces

Límite electrodinámico: 40 kA cresta

Por lo tanto dicho embarrado debe soportar la intensidad nominal sin superar la temperatura de régimen permanente (comprobación por densidad de corriente), así como los esfuerzos electrodinámicos y térmicos que se produzcan durante un cortocircuito.

2.4.5.1. Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor que constituye el embarrado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin sobrepasar la densidad de corriente máxima en régimen permanente. Dado que se utilizan celdas bajo envolvente metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente, se garantiza lo indicado para la intensidad asignada de 400 A.



2.4.5.2. Comprobación por solicitación electrodinámica

Según la MIE-RAT 05, la resistencia mecánica de los conductores deberá verificar, en caso de cortocircuito que:

$$\sigma_{m\acute{a}x} \geq \frac{I_{ccp}^2 \times L^2}{(60 \times d \times W)}$$

Siendo:

$\sigma_{m\acute{a}x}$ = Valor de la carga de rotura de tracción del material de los conductores.

Para cobre semiduro 2800 Kg / cm²

I_{ccp} = Intensidad permanente de cortocircuito trifásico, en kA

L = Separación longitudinal entre apoyos, en cm

d = Separación entre fases, en cm

W = Módulo resistente de los conductores, en cm³

Dado que se utilizan celdas bajo envoltante metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente se garantiza el cumplimiento de la expresión anterior.

2.4.5.3. Comprobación por solicitación térmica a cortocircuito

La sobreintensidad máxima admisible en cortocircuito para el embarrado se determina:

$$I_{th} = \alpha \times S \times \sqrt{\frac{\Delta T}{t}}$$

Siendo:

I_{th} = Intensidad eficaz, en A

α = 13 para el Cu

S = Sección del embarrado, en mm²

ΔT = Elevación o incremento máximo de temperatura, 150°C para Cu

t = Tiempo de duración del cortocircuito, en s



Puesto que se utilizan celdas bajo envolvente metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente, se garantiza que:

$$I_{th} \geq 16 \text{ kA durante } 1 \text{ s.}$$

2.4.6. Selección de las protecciones de Alta y Baja Tensión

Los transformadores están protegidos tanto en AT como en BT. En Alta tensión la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, y en baja tensión la protección se incorpora en los cuadros de BT.

Protección general en AT

Es la celda que protege a la línea de salida que va hacia el entronque aéreo - subterráneo.

La protección general en AT de este CT se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles combinados, siendo estos los que efectúan la protección ante cortocircuitos.

Son limitadores de corriente produciéndose su fusión antes de que la corriente de cortocircuito haya alcanzado su valor máximo.

Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el paso de la punta de corriente producida en la conexión del transformador en vacío.
- Soportar la intensidad nominal en servicio continuo.

La intensidad nominal de los fusibles se escogerá por tanto en función de la potencia total:

Potencia total transformadores (kVA)	In fusibles (A)
25	63

Para la protección contra sobrecargas se instalará un relé electrónico con captadores de intensidad por fase cuya señal alimentará a un disparador electromecánico liberando el dispositivo de retención del interruptor.



Protección trafo 1

La protección general en AT de este CT se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles combinados, siendo estos los que efectúan la protección ante cortocircuitos. Estos son limitadores de corriente produciéndose su fusión antes de que la corriente de cortocircuito haya alcanzado su valor máximo.

Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el paso de la punta de corriente producida en la conexión del transformador en vacío.
- Soportar la intensidad nominal en servicio continuo.

La intensidad nominal de los fusibles se escogerá por tanto en función de la potencia:

Potencia (kVA)	In fusibles (A)
25	4

Para la protección contra sobrecargas se instalará un relé electrónico con captadores de intensidad por fase cuya señal alimentará a un disparador electromecánico liberando el dispositivo de retención del interruptor.

Protección en Baja Tensión

En el circuito de baja tensión de cada transformador según RU6302 se instalará un Cuadro de Distribución de 4 salidas con posibilidad de extensionamiento. Se instalarán fusibles en todas las salidas, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad exigida a esa salida, y un poder de corte mayor o igual a la corriente de cortocircuito en el lado de baja tensión, calculada en el apartado 2.4.4.4.

La descarga del trafo al cuadro de Baja Tensión se realizará con conductores XLPE 0,6/1kV 240 mm² Al unipolares instalados al aire cuya intensidad admisible a 40°C de temperatura ambiente es de 420 A.

Para el trafo 1, cuya potencia es de 630 kVA y cuya intensidad en Baja Tensión se ha calculado en el apartado 2.4.3., se emplearán 1 conductores por fase y 1 para el neutro.



2.4.7. Dimensionado de la ventilación del centro de transformación

Para el cálculo de la superficie mínima de las rejillas de entrada de aire en el edificio del centro de transformación, se utiliza la siguiente expresión:

$$S_r = \frac{(W_{cu} + W_{fe})}{(0,24 \times k \times \sqrt{h} \times \Delta T^3)}$$

Siendo:

W_{cu} = Pérdidas en el cobre del transformador, en kW

W_{fe} = Pérdidas en el hierro del transformador, en kW

k = Coeficiente en función de la forma de las rejillas de entrada de aire, 0,5

h = Distancia vertical entre centros de las rejillas de entrada y salida, en m

ΔT = Diferencia de temperatura entre el aire de salida y el de entrada, 15°C

S_r = Superficie mínima de la rejilla de entrada de ventilación del transformador, en m²

No obstante, puesto que se utilizan edificios prefabricados de Alstom éstos han sufrido ensayos de homologación en cuanto al dimensionado de la ventilación del centro de transformación.

2.4.8. Dimensionado del pozo apagafuegos

El pozo de recogida de aceite será capaz de alojar la totalidad del volumen que contiene el transformador, y así es dimensionado por el fabricante al tratarse de un edificio prefabricado.

2.4.9. Cálculo de las instalaciones de puesta a tierra

2.4.9.1. Investigación de las características del suelo

Según la investigación previa del terreno donde se instalará éste Centro de Transformación, se determina una resistividad media superficial de 150 $\Omega \times m$.



2.4.9.2. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto

En instalaciones de Alta Tensión de tercera categoría los parámetros de la red que intervienen en los cálculos de faltas a tierras son:

Tipo de neutro

El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, o a través de impedancia (resistencia o reactancia), lo cual producirá una limitación de las corrientes de falta a tierra.

Tipo de protecciones en el origen de la línea

Cuando se produce un defecto, éste es eliminado mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un relé de intensidad, el cual puede actuar en un tiempo fijo (relé a tiempo independiente), o según una curva de tipo inverso (relé a tiempo dependiente).

Asimismo pueden existir reenganches posteriores al primer disparo que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a 0,5 s.

Según los datos de la red proporcionados por la compañía suministradora, se tiene:

- Intensidad máxima de defecto a tierra, $I_{dm\acute{a}x}$ (A): 300
- Duración de la falta.

Desconexión inicial

Tiempo máximo de eliminación del defecto (s): 0,7

2.4.9.3. Diseño de la instalación de tierra

Para los cálculos a realizar se emplearán los procedimientos del "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", editado por UNESA.

Tierra de protección

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente pero pueden estarlo por defectos de aislamiento,



averías o causas fortuitas, tales como chasis y bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

2.4.9.4. Cálculo de la resistencia del sistema de tierra

Las características de la red de alimentación son:

- Tensión de servicio, $U = 20000 \text{ V}$
- Puesta a tierra del neutro:
Aislado: $L_a (\text{km}) = 0$; $L_s (\text{km}) = 0,35$
 $C_a = 0,006 \times 10^{-6} \text{ F/km}$; $C_s = 0,25 \times 10^{-6} \text{ F/km}$
- Nivel de aislamiento de las instalaciones de Baja Tensión, $U_{bt} = 6000 \text{ V}$.
- Características del terreno:
 $\rho \text{ terreno } (\Omega \times \text{m}): 150$
 $\rho \text{H hormigón } (\Omega \times \text{m}): 3000$

Tierra de protección

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas (R_t), la intensidad y tensión de defecto (I_d , U_d), se utilizarán las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, R_t :

$$R_t = K_r \times \rho(\Omega)$$

- Intensidad de defecto, I_d :

$$I_d(A) = \frac{U}{\sqrt{3} \times \sqrt{R_t^2 + X_c^2}}$$

$$X_c(A) = \frac{1}{3 \times \omega \times C} \rightarrow \omega = 2\pi f \rightarrow C = C_a \times L_a + C_s \times L_s \rightarrow f = 50\text{Hz}$$

- Tensión de defecto, U_d :

$$U_d(V) = R_t \times I_d$$



El electrodo adecuado para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 80-40/5/82
- Geometría: Anillo
- Dimensiones (m): 8x4
- Profundidad del electrodo (m): 0,5
- Número de picas: 8
- Longitud de las picas (m): 2

Los parámetros característicos del electrodo son:

- De la resistencia, $K_r (\Omega / \Omega \times m) = 0,065$
- De la tensión de paso, $K_p (V/((\Omega \times m) \times A)) = 0,0134$
- De la tensión de contacto exterior, $K_c (V/((\Omega \times m) \times A)) = 0,0284$

Sustituyendo valores en las expresiones anteriores, se tiene:

$$R_t = K_r \times \rho = 0,065 \times 150 = 9,75 \Omega$$

$$\omega = 2\pi f = 2 \times \pi \times 50 = 314,16$$

$$C = C_a \times L_a + C_s \times L_s = 0 + 0,25E - 6 \times 0,35 = 0,09E - 6 F$$

$$X_c(A) = \frac{1}{3 \times \omega \times C} = \frac{1}{3 \times 314,16 \times 9E - 8} = 12126,09 \Omega$$

$$I_d(A) = \frac{U}{\sqrt{3} \times \sqrt{R_t^2 + X_c^2}} = \frac{20000}{\sqrt{3} \times \sqrt{9,75^2 + 12126,09^2}} = 0,95 A$$

$$U_d(V) = R_t \times I_d = 9,75 \times 0,95 = 9,28 V$$

2.4.9.5. Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación

Con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior de la instalación, las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

Con estas medidas de seguridad, no será necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que estas serán prácticamente nulas. Por otra parte, la



tensión de paso en el exterior vendrá dada por las características del electrodo y la resistividad del terreno según la expresión:

$$U_p = K_p \times \rho \times I_d = 0,0134 \times 150 \times 0,95 = 1,91 \text{ V}$$

2.4.9.6. Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación

En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo electrosoldado, con redondos de diámetro no inferior a 4 mm., formando una retícula no superior a 0,30x0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos opuestos de la puesta a tierra de protección del Centro.

Dicho mallazo estará cubierto por una capa de hormigón de 10 cm. como mínimo.

Con esta medida se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, esté sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo de la tensión de contacto y de paso interior.

De esta forma no será necesario el cálculo de las tensiones de contacto y de paso en el interior, ya que su valor será prácticamente cero.

Asimismo la existencia de una superficie equipotencial conectada al electrodo de tierra, hace que la tensión de paso en el acceso sea equivalente al valor de la tensión de contacto exterior.

$$U_p(acc) = K_c \times \rho \times I_d = 0,0284 \times 150 \times 0,95 = 4,06 \text{ V}$$

2.4.9.7. Cálculo de las tensiones aplicadas

Para la obtención de los valores máximos admisibles de la tensión de paso exterior y en el acceso, se utilizan las siguientes expresiones:

$$U_{pa}(V) = 10 \times \frac{k}{t^n} \times \left(1 + \frac{6 \times \rho}{1000}\right)$$

$$U_{pa}acc(V) = 10 \times \frac{k}{t^n} \times \left(1 + \frac{(3 \times \rho + 3 \times \rho_H)}{1000}\right)$$

$$t(s) = t' + t''$$



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 711

Siendo:

Upa = Tensión de paso admisible en el exterior, en voltios

Upa (acc) = Tensión en el acceso admisible, en voltios

k , n = Constantes según MIERAT 13, dependen de t

t = Tiempo de duración de la falta, en segundos

t' = Tiempo de desconexión inicial, en segundos

t'' = Tiempo de la segunda desconexión, en segundos

ρ = Resistividad del terreno, en $\Omega \times m$

ρ_H = Resistividad del hormigón, 3000 $\Omega \times m$

Según el punto 2.4.9.2., el tiempo de duración de la falta es:

$$t' = 0,7 \text{ s}$$

$$t = t' = 0,7 \text{ s}$$

Sustituyendo valores:

$$U_{pa}(V) = 10 \times \frac{k}{t^n} \times \left(1 + \frac{6 \times \rho}{1000}\right) = 10 \times 102,86 \times \left(1 + \frac{6 \times 150}{1000}\right) = 1954,29 \text{ V}$$

$$U_{pa acc}(V) = 10 \times \frac{k}{t^n} \times \left(1 + \frac{(3 \times \rho + 3 \times \rho_H)}{1000}\right) = 10 \times 102,86 \times \left(1 + \frac{(3 \times 150 + 3 \times 3000)}{1000}\right)$$

$$U_{pa acc}(V) = 10748,57 \text{ V}$$

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

Tensión de paso en el exterior y de paso en el acceso

Concepto	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión de paso en el exterior	Up = 1,91 V	\leq	Upa = 1954,29 V
Tensión de paso en el acceso	Up (acc) = 4,06 V	\leq	Upa (acc) = 10748,57 V



Tensión e intensidad de defecto

Concepto	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión de defecto	$U_d = 9,28 \text{ V}$	\leq	$U_{bta} = 6000 \text{ V}$
Intensidad de defecto	$U_p (\text{acc}) = 0,95 \text{ V}$	\leq	

2.5. Instalación de Línea Aérea de Alta Tensión

Esta línea es la encargada de evacuar la energía sobrante que sale del centro de transformación auxiliar y tiene como finalidad alimentar viviendas localizadas en el término municipal La aparecida. Esta línea tiene aproximadamente 1 km de longitud a continuación procederemos a realizar el cálculo tanto eléctrico como mecánico.

El cálculo de esta línea de Media Tensión aérea estará sujeta al Reglamento de Líneas para Alta Tensión (R.D. 223/2008), al RLAT y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. También se han utilizado los manuales técnico de distribución de Iberdrola MT 2.21.60 (Proyecto tipo: Línea Aérea de Media Tensión (Simple circuito conductor de aluminio-acero) y MT 2.23.17 (Conjuntos constructivos: Líneas Aéreas de MT hasta 30 kV con conductores desnudos, armados en líneas de simple circuito). Se tendrá en cuenta que la caída de tensión no debe sobrepasar de 5%, entre el entronque aéreo subterráneo (apoyo fin de línea 1) hasta el último apoyo de la línea más próximo al término municipal antes comentando (apoyo fin de línea 9).

Antes de empezar a realizar los cálculos, se va a mostrar una tabla resumen con los valores de potencia, intensidad, voltaje, etc., de la línea, esta va a tener las mismas características eléctricas que la línea subterránea LCT3_OUTMTAC.

Tabla 79 Características eléctricas a la salida del centro de seccionamiento

L _{ENTRONQUE}		
Características	Cantidad	Unidades
Tensión asignada de red (U)	20	kV
Frecuencia	50	Hz
Corriente que circula por la línea	36,38	A



2.5.1. Cálculo de conductores

2.5.1.1. Cálculo eléctrico

2.5.1.1.1. Densidad máxima de corriente admisible

La densidad máxima de corriente admisible en régimen permanente para Corriente Alterna y frecuencia de 50 Hz se deduce del apartado 4.2 de la ITC LAT 07 del RLAT.

De la tabla 11 del indicado apartado, interpolando entre la sección inferior y superior a la del conductor en estudio, se tiene que para conductores de aluminio la densidad de corriente será:

$$\sigma_{Al} = 3,897 \frac{A}{mm^2}$$

Teniendo presente la composición del cable, que es 6+1, el coeficiente de reducción (CR) a aplicar será de 0,937, con lo que la intensidad nominal del conductor será:

$$\sigma_{Al-ac} = \sigma_{Al} \times CR = 3,897 \times 0,937 = 3,651 \frac{A}{mm^2}$$

Por lo tanto la intensidad máxima admisible es:

$$I_{M\acute{a}x.} = \sigma_{Al-ac} \times S = 3,651 \times 54,6 = 199,35 A$$

De nuestro centro de transformación auxiliar saldrán 36,38 A que es menor que la intensidad admisible por el conductor LA – 56 (199,35 A) por lo que se utilizará este conductor para transportar la energía evacuada al término municipal de la Aparecida.

2.5.1.1.2. Reactancia

La reactancia kilométrica de la línea viene dada por la siguiente ecuación.

$$X = \omega \times L = 2 \times \pi \times f \times L$$

Siendo:

X = Reactancia kilométrica de la línea en Ω/km .

ω = Pulsación de la corriente eléctrica.

L = Coeficiente de autoinducción por kilómetro de línea en H/km.



f = Frecuencia de la red en Hz.

Para calcular el coeficiente de autoinducción por kilómetro de la línea utilizamos la expresión.

$$L_K = \left[\frac{\mu}{2n} + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4}$$

Siendo:

μ = Permeabilidad magnética del conductor. Que para el cobre, aluminio, aluminio-acero tiene un valor de 1.

n = Número de conductores por fase.

D = Separación media geométrica en milímetros.

r = Radio equivalente del conductor en milímetros.

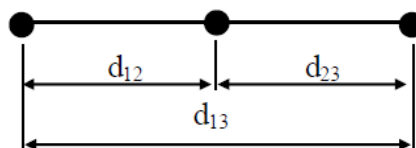
Que para el caso de fases simples, o lo que es lo mismo un solo conductor por fase queda de la siguiente forma.

$$L = \left[0,5 + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4}$$

Sustituyendo en la ecuación que proporciona el cálculo de la reactancia kilométrica nos queda.

$$X = 2 \times \pi \times f \times \left[0,5 + 4,605 \log \frac{D}{r} \right] \times 10^{-4}$$

El valor D se determina a partir de las distancias entre conductores d_1 , d_2 y d_3 que proporcionan las crucetas rectas o bóveda para apoyos de celosía, representadas en los planos.



$$D = \sqrt[3]{d_{12} \times d_{23} \times d_{13}}$$



Aplicando valores:

Separación entre conductores (m)	D (m)	X ($\Omega/\text{km.}$)
1	1,26	0,3667
1,25	1,575	0,3807
1,5	1,890	0,3921
2	2,52	0,4102

A efectos de simplificación y por ser valores muy próximos se emplea el valor medio de los cuatro resultados, por lo que:

$$X = 0,39 \text{ W/km.}$$

2.5.1.1.3. Caída de tensión

La caída de tensión por resistencia y reactancia de la línea viene dada por la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times I \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi) \times L$$

Siendo:

ΔU = Caída de la tensión compuesta, expresada en V

I = Intensidad de la línea en A

X = Reactancia por fase en W/km

R = Resistencia por fase en W /km

φ = Angulo de desfase

L = Longitud de la línea en kilómetros.

Teniendo en cuenta que:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi}$$

Siendo:

P = Potencia transportada en kilovatios.

U = Tensión compuesta de la línea en kilovoltios.

Para calcular la resistencia del cable en Ω/km a una temperatura distinta a la de 20°C emplearemos la expresión siguiente:



$$R_{\theta} = R_{20}[1 + \alpha(\theta - 20)]$$

Siendo:

R_{20} = Resistencia eléctrica a 20°C, en Ω/km = 0,6129

α = Coeficiente de temperatura, en $^{\circ}\text{C}^{-1}$ = 0,004

R_{θ} = Resistencia eléctrica a θ °C, en Ω/km

La temperatura será la que hemos utilizado a lo largo del proyecto 25°C, por lo que la resistencia será:

$$R_{25} = R_{20}[1 + \alpha(\theta - 20)] = 0,6129[1 + 0,004(25 - 20)] = 0,6252 \Omega/\text{km}$$

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta es:

$$\Delta U = \frac{P \times L}{10 \times U^2 \times \cos \varphi} \times (R \cos \varphi + X \tan \varphi) = \frac{P \times L}{10 \times U^2} (R + X \tan \varphi)$$

$$\Delta U = \frac{1000 \times 1}{10 \times 20^2} (0,6252 + 0,39 \tan(\cos^{-1} 0,9)) = 0,204$$

$$\Delta U (\%) = \frac{0,204}{20} \times 100\% = 1,02 \% < 5 \%$$

1,02 % < 5 % Cumple criterio de la caída de tensión.

2.5.1.1.4. Potencia a transportar

La potencia que puede transportar la línea está limitada por la intensidad máxima determinada anteriormente y por la caída de tensión, que no deberá exceder del 5%.

La máxima potencia a transportar limitada por la intensidad máxima es:

$$P_{M\acute{a}x.} = \sqrt{3} \times U \times I_{M\acute{a}x.} \times \cos \varphi$$

Siendo:

$$I_{m\acute{a}x.} = 199,35 \text{ A}$$



Tendremos que, para un factor de potencia del 0,90, la potencia máxima que puede transportar la línea en función de la tensión nominal será:

$$P_{M\acute{a}x.} = \sqrt{3} \times 20 \times 199,35 \times 0,9 = 6215 \text{ kW}$$

La potencia que puede transportar la línea dependiendo de la longitud y de la caída de tensión, es:

$$P(kW) = \frac{10 U^2 \Delta U(\%)}{(R + X \tan \varphi) L} = \frac{10 \times 20^2 \times 1,02\%}{(0,6252 + 0,39 \tan(\cos^{-1} 0,9))1} = 5000 \text{ kW}$$

2.5.1.1.5. Pérdidas de Potencia

Las pérdidas de potencia en una línea de Media Tensión se producen en el elemento resistivo de la línea por efecto Joule y se calculan mediante

$$\Delta P = 3 \times R \times L \times I^2$$

Siendo:

ΔP = Pérdidas de potencia en la línea en vatios.

I = Intensidad de la línea en amperios.

R = Resistencia kilométrica de la línea en Ω/km .

L = Longitud de la línea en kilómetros.

La pérdida de potencia en tanto por ciento es:

$$\Delta P(\%) = \frac{P \times L \times R}{10 \times U^2 \times \cos^2 \varphi} = \frac{1000 \times 1 \times 0,6252}{10 \times 20^2 \times 0,9^2} = 0,193 \%$$



Los cálculos eléctricos pueden resumirse en la tabla 108:

Tabla 108 Características eléctricas instalación aérea

Intensidad Máxima	Densidad máxima corriente (A/mm ²)	3,651
	Sección conductor (mm ²)	54,6
	Intensidad (A)	199,34
Características de la instalación	Frecuencia de la red (Hz)	50
	Distancia media geométrica (m)	1,81
	Diámetro del conductor (mm)	9,45
	Reactancia (Ohm/km)	0,39
	Resistencia 25°C (Ohm/km)	0,6252
	Potencia Instalada (kW)	1000
	Factor de potencia	0,9
Caída de tensión	Tensión de la línea (kV)	20
	Intensidad de la línea (A)	199,34
	Longitud de la línea (km)	1
	Caída de tensión (V)	0,204
	Caída de tensión (%)	1,02
Potencias máximas	Por intensidad máxima (kW)	6215
	Por caída de tensión (kW)	5000
Pérdidas de potencia	Perdidas de potencia (%)	0,193

2.5.1.2. Distancias de seguridad

De acuerdo con la ITC-LAT 07, las separaciones entre conductores, entre éstos y los apoyos, así como las distancias respecto al terreno y obstáculos a tener en cuenta en este proyecto, son las que se indican en los apartados siguientes.

2.5.1.2.1. Distancia de los conductores al terreno

De acuerdo con el apartado 5.5 de la ITC-LAT 07, la mínima distancia de los conductores en su posición de máxima flecha, a cualquier punto del terreno, es:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} = 5,3 + 0,22 = 5,52 \text{ metros}$$



D_{el} = Distancia de aislamiento en el aire mínima especificada = 0,22 m.

Si bien en la ITC-LAT 07, se indica con un mínimo de 6 m, Iberdrola establece un mínimo de 7 m, lo cual implica estar del lado de la seguridad. En el presente proyecto se tendrá como mínimo una distancia de 7 metros como mínimo tal y como indica Iberdrola.

2.5.1.2.2. Distancias entre conductores

De acuerdo con el apartado 5.4.1 de la ITC-LAT 07, la separación mínima entre conductores viene dada por la fórmula:

$$D = K\sqrt{F + L} + K' \times D_{pp}$$

Siendo:

D = Separación entre conductores en metros

K = Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, según tabla 16 de ITC-LAT 07. En este caso al ser el ángulo de oscilación de $71^{\circ} 55'$ el valor de K es de 0,65.

El valor de la tangente del ángulo de oscilación de los conductores viene dado por el cociente de la sobrecarga de viento por peso propio del conductor:

$$\tan \alpha = \frac{q \times d}{P} = 3,0613 \rightarrow \alpha = 71^{\circ} 55'$$

Siendo:

q = Presión del viento provocada por un viento de 120 km/h, sobre conductores de diámetro igual o menor de 16 mm. = 60 daN/m².

d = Diámetro del conductor = 0,00945 m

P = Peso del conductor = 0,1852 daN/m

F = Flecha en metros

L = Longitud en metros de la cadena de suspensión. En el caso de aislamiento de amarre L = 0.

k' = Coeficiente que depende de la tensión nominal de la línea. En este caso, K' = 0,75 m



Siendo:

D_{pp} = Distancia mínima aérea especificada, para evitar una descarga disruptiva entre conductores de fase durante sobretensiones de frente lento o rápido. Según tabla 15 de ITC-LAT 07 (0,25 m.)

El valor de la flecha en metros, despejada de la expresión anterior, es:

$$F = \left[\frac{D - k' \times D_{pp}}{K} \right]^2 - L$$

Para $D = 1,5$ m:

$$F = \left[\frac{1,5 - 0,75 \times 0,25}{0,65} \right]^2 - 0 = 4,077 \text{ m}$$

Para $D = 1,25$ m:

$$F = \left[\frac{1,25 - 0,75 \times 0,25}{0,65} \right]^2 - 0 = 2,672 \text{ m}$$

Para $D = 1,1$ m:

$$F = \left[\frac{1,1 - 0,75 \times 0,25}{0,65} \right]^2 - 0 = 1,971 \text{ m}$$

2.5.1.2.3. Distancia mínima entre los conductores y partes puestas a tierra

De acuerdo con el apartado 5.4.2 de la ITC-LAT 07, esta distancia no será inferior a D_{el} , con un mínimo de 0,20 m.

En este caso, $D_{el} = 0,22$ m.

2.5.1.2.4. Distancias a carreteras

2.5.1.2.4.1. Paralelismos

La instalación de los apoyos se realizará detrás de una línea límite de 25 metros para carreteras distintas al tipo autopistas, autovías y vías rápidas.



2.5.1.2.4.2. Cruzamientos

La distancia mínima de los conductores sobre la rasante de la carretera será de:

$$D_{add} + D_{el} \text{ en metros}$$

Con una distancia mínima de 7 metros. Los valores de D_{el} (0,22) se indican en el apartado 5.2 en función de la tensión más elevada de la línea (24 kV).

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} = 5,3 + 0,22 = 5,52 \text{ metros}$$

Se elegirá una distancia de 7 metros.

2.5.1.3. Cálculo mecánico

El cálculo mecánico de los conductores se realiza teniendo en cuenta las condiciones siguientes:

- a) Que el coeficiente de seguridad a la rotura, sea como mínimo igual a 3 en las condiciones atmosféricas que provoquen la máxima tensión de los conductores.
- b) Que la tensión de trabajo de los conductores a 15 °C sin ninguna sobrecarga, no exceda del 15% de la carga de rotura EDS (tensión de cada día, Every Day Stress).
- c) Cumpliendo las condiciones anteriores se contempla una tercera, que consiste en ajustar los tenses máximos a valores inferiores y próximos a los esfuerzos nominales de apoyos normalizados.

Al establecer la condición a) se puede prescindir de la consideración de la 4ª hipótesis en el cálculo de los apoyos de alineación y de ángulo, ya que en ningún caso las líneas que se proyecten deberán tener apoyos de anclaje distanciados a más de 3 km.

Al establecer la condición b) se tiene en cuenta el tense límite dinámico del conductor bajo el punto de vista del fenómeno vibratorio eólico del mismo.



2.5.1.3.1. Zonas

Clasificación por zonas: el país se clasifica en tres zonas a efectos de sobrecargas motivadas por el hielo:

Zona A: La situada a menos de 500 metros de altitud sobre el nivel de mar.

Zona B: La situada a una altitud entre 500 y 1.000 metros sobre el nivel del mar.

Zona C: La situada a una altitud superior a 1.000 metros sobre el nivel del mar.

El presente proyecto tendrá sus apoyos en un terreno que variará entre 29,5 y 30,5 metros sobre el nivel del mar por lo que estaremos en el caso de la Zona A.

Atendiendo a las condiciones anteriores se establece para las tres zonas reglamentarias, (A, B y C) una tracción mecánica del conductor a 15º C, sin sobrecarga de 224,35 daN, valor equivalente al 15 % de la carga de rotura. A efectos de tracción máxima se establece el valor máximo de 485 daN en zona A y 530 daN en zonas B y C con lo que se garantiza un coeficiente de seguridad 3,38 y 3,09 respectivamente. Para líneas de pequeña longitud y con ángulos fuertes se adopta el tense reducido de 225 daN.

Las condiciones que se establecen en la tabla 109 y el apartado 3.2.3 de la ITC-LAT 07 sobre la tracción y flecha máxima, aplicadas al tipo de línea y conductor, se indican en la siguiente tabla.

Tabla 109 Hipótesis y zonas características de una instalación aérea

ZONA A					
Hipótesis	VIENTO				
Tracción Máxima	Presión daN/m ²	Sobrecarga daN/m	Peso daN/m	Peso + sobrecarga daN/m	Temperatura °C
485	60	0,567	0,185	0,596	-5
Flecha máx. Viento	60	0,567	0,185	0,596	15
Flecha máx. Calma			0,185		50



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 723

ZONA B					
Hipótesis	VIENTO				
Tracción Máxima	Presión daN/m ²	Sobrecarga daN/m	Peso daN/m	Peso + sobrecarga daN/m	Temperatura °C
	60	0,567	0,185	0,596	-10
Flecha máx. Viento	60	0,567	0,185	0,596	15
Flecha máx. Calma			0,185		50
Hipótesis	HIELO				
Tracción Máxima 530	Sobrecarga 0,180√d daN/m		Peso daN/m	Peso + sobrecarga daN/m	Temperatura °C
	0,553		0,185	0,739	-15
Flecha máx. Hielo	0,553		0,185	0,739	0
ZONA C					
Hipótesis	VIENTO				
Tracción Máxima	Presión daN/m ²	Sobrecarga daN/m	Peso daN/m	Peso + sobrecarga daN/m	Temperatura °C
	60	0,567	0,185	0,596	-15
Flecha máx. Viento	60	0,567	0,185	0,596	15
Flecha máx. Calma			0,185		50
Hipótesis	HIELO				
Tracción Máxima 530	Sobrecarga 0,360√d daN/m		Peso daN/m	Peso + sobrecarga daN/m	Temperatura °C
	1,107		0,185	1,292	-20
Flecha máx. Hielo	1,107		0,185	1,292	0

2.5.1.3.2. Vano de Regulación

Los tramos de línea que se encuentran entre apoyos con de amarre, ángulo o final/principio de línea, que proporcionan puntos fuertes a la línea, tramos entre los cuales se encuentran colocados apoyos de alineación que deben tener las cadenas perfectamente verticales, se deben igualar las componentes horizontales de la tensión en cada uno de los vanos para que estas cadenas no sufran desviación alguna. Si varían las condiciones de equilibrio aparecen diferencias entre las componentes horizontales de la tensión en los distintos vanos, situación que queda en la realidad compensada por la desviación de las cadenas, que en estas condiciones dejan de estar perfectamente en equilibrio. Por tanto como se puede demostrar las condiciones de equilibrio al modificarse hacen que las componentes horizontales de los vanos que componen la alineación varíen en la misma magnitud, del mismo modo que lo harían las componentes horizontales de un vano con una longitud ficticia denominado vano de regulación. El cálculo de este vano de regulación se realiza para cada una de las



alineaciones de las que está compuesta la línea eléctrica, para este cálculo utilizamos la siguiente ecuación.

$$a_r = \frac{\sum \frac{b^3}{a^2}}{\sum \frac{b^2}{a}} \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum \frac{b^2}{a}}}$$

Siendo:

a_r = Longitud del vano de regulación en metros.

a = Longitud proyectada del vano en metros.

b = Longitud real del vano en metros.

2.5.1.3.3. Componente Horizontal Máxima

Cuando se ha realizado el trazado de la línea utilizando la constante de catenaria de flechas máximas para trazado elegida, se calcularán las componentes horizontales máximas para cada una de las alineaciones de que consta la línea.

Para ello utilizaremos la siguiente ecuación.

$$T_0 = \frac{T_a - p_z \times \frac{h}{2} + \sqrt{\left(T_a - p_z \times \frac{h}{2}\right)^2 - \frac{p_z^2 \times b^2}{2}}}{2 \times \frac{b}{a}}$$

Siendo:

T_0 = Componente horizontal máxima en daN.

T_A = Tensión en el punto más elevado de fijación del conductor, correspondiente a la carga de rotura del conductor dividida por un coeficiente de seguridad de 2,500 en daN.

a = Longitud proyectada del vano en metros.

b = Longitud real del vano en metros.

h = Desnivel del vano en metros.

p_z = Sobrecarga correspondiente a la zona de cálculo en daN/m.



Esta ecuación se aplicará a cada uno de los vanos que componen cada alineación, escogiendo en cada una de las alineaciones el valor más pequeño de la componente horizontal de la tensión, ya que esta componente horizontal de valor menor dará lugar a tensiones menores y por tanto a flechas verticales mayores.

2.5.1.3.4. Cálculo de Tensiones

Para el cálculo de las tensiones en la línea eléctrica se utilizará la ecuación de cambio de condiciones, dicha ecuación es la siguiente.

$$\delta \times a \times (t - t_0) + \frac{a}{S \times E} \times (T - T_0) = \frac{a^3}{24} \times \left(\frac{p^2}{T^2} - \frac{p_0^2}{T_0^2} \right)$$

Siendo:

δ = Coeficiente de dilatación lineal en $^{\circ}\text{C}^{-1}$.

a = Longitud proyectada del vano en metros.

t = Temperatura en las condiciones finales de cálculo de la tensión en $^{\circ}\text{C}$.

t_0 = Temperatura de correspondiente a la zona de cálculo en $^{\circ}\text{C}$.

S = Sección del conductor en mm^2 .

E = Módulo de elasticidad en daN/mm^2 .

T = Componente horizontal en las condiciones finales de cálculo en daN .

T_0 = Componente horizontal máxima en cada alineación en daN .

p = Peso del conductor en las condiciones finales de cálculo en daN/m .

p_0 = Sobrecarga correspondiente a la sobrecarga correspondiente a la zona de cálculo en daN/m .

Operando con la ecuación de cambio de condiciones se puede obtener otra ecuación que permita el cálculo de la tensión buscada, como resultado se obtiene la siguiente ecuación.

$$T^2 \times (T + A) = B$$

Ecuación en la que los coeficientes A y B se pueden obtener fácilmente de la ecuación de cambio de condiciones aplicándose las siguientes ecuaciones.



$$A = \delta \times (t - t_0) \times S \times E - T_0 + \frac{a^2 \times p_0^2}{24 \times T_0^2} \times S \times E$$

$$B = \frac{a^2 \times p^2}{24} \times S \times E$$

Resolviendo la ecuación de tercer grado se obtienen tres soluciones, dos imaginarias conjugadas y una tercera real que corresponderá al valor de la tensión en las condiciones de cálculo buscadas.

2.5.1.3.5. Cálculo de Flechas

Para el cálculo de flechas se utiliza la longitud real del vano, la ecuación que permite el cálculo de la flecha se obtiene a partir del desarrollo en serie por la fórmula de Mac Laurin de la función.

$$C \times \cosh\left(\frac{X}{C}\right)$$

Siendo:

X = Longitud en metros.

C = Constante de la catenaria.

Desarrollando esta ecuación por Mac Laurin hasta el tercer término se obtiene la expresión a utilizar para el cálculo de flechas en las hipótesis de cálculo requeridas y cuya forma es.

$$f = \frac{p \times a \times b}{8 \times T} \times \left(1 + \frac{p^2 \times a^2}{48 \times T^2}\right)$$

Siendo:

f = Valor de la flecha en metros.

p = Peso del conductor en la hipótesis de cálculo en daN/m.

a = Longitud proyectada del vano en metros.

b = Longitud real del vano en metros.

T = Valor de la tensión en las condiciones de cálculo en daN.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 727

2.5.1.3.6. Resultados obtenidos

A continuación mostramos las tablas con los resultados de los cálculos mecánicos obtenidos mediante las expresiones anteriormente descritas:

2.5.1.3.6.1. Tensiones y flechas en hipótesis reglamentarias (conductores)

Tabla 110 Tensiones y flechas máximas de la línea aérea

Vano	Longitud (m)	Desnivel (m)	Vano regulación (m)	Hipótesis de Tensión Máxima			Hipótesis de Flecha Máxima					
				-5°C+V	-15°C+H	-20°C+H	15°C+V		50°C		0°C+H	
				Toh(daN)	Toh(daN)	Toh(daN)	Th(daN)	F(m)	Th(daN)	F(m)	Th(daN)	F(m)
1-2	128	0.5	128	553.8			487.6	2.52	159.2	2.43		
2-3	129	0.2	129	553.8			488.2	2.56	159.4	2.47		
3-4	128	0.2	128	553.9			487.7	2.52	159.3	2.43		
4-5	129	0.1	129	553.9			488.3	2.56	159.4	2.47		
5-6	129	0.3	129	553.8			488.2	2.56	159.4	2.47		
6-7	102.08	-1.02	102.08	554.1			471.3	1.66	153.8	1.6		
7-8	102.92	1.02	102.92	554.1			471.9	1.69	154	1.63		
8-9	145	1.55	145	553			495.7	3.19	161.5	3.08		

Tabla 111 Tensiones y flechas mínimas de la línea aérea

Vano	Longitud (m)	Desnivel (m)	Vano regulación (m)	Hipótesis de Flecha Mínima			Hipótesis de Cálculo Apoyos			D.C.Ais.	Desviación horizontal
				-5°C	-15°C	-20°C	-5°C+V	-15°C+H	-20°C+H	-5°C+V/2	viento
				F(m)	F(m)	F(m)	Th(daN)	Th(daN)	Th(daN)	Th(daN)	(m)
1-2	128	0.5	128	1.25			553.8			409.4	
2-3	129	0.2	129	1.27			553.8			408.3	
3-4	128	0.2	128	1.25			553.9			409.6	
4-5	129	0.1	129	1.27			553.9			408.5	
5-6	129	0.3	129	1.27			553.8			408.3	
6-7	102.08	-1.02	102.08	0.65			554.1			443	
7-8	102.92	1.02	102.92	0.67			554.1			441.8	
8-9	145	1.55	145	1.79			553			391.6	



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 728

2.5.1.3.6.2. Tensiones y flechas de tendido (conductores)

Tabla 112 Tensiones y flechas

Vano	Longitud (m)	Desnivel (m)	Vano regulación (m)	-20°C		-15°C		-10°C		-5°C		0°C		5°C		10°C		15°C	
				T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)
1-2	128	0.5	128							310.7	1.25	287.3	1.35	266.4	1.45	247.8	1.56	231.4	1.67
2-3	129	0.2	129							308.5	1.27	285.5	1.38	264.9	1.48	246.6	1.59	230.5	1.71
3-4	128	0.2	128							310.8	1.25	287.4	1.35	266.5	1.45	247.9	1.56	231.4	1.67
4-5	129	0.1	129							308.6	1.27	285.6	1.38	265	1.48	246.7	1.59	230.6	1.71
5-6	129	0.3	129							308.5	1.27	285.5	1.38	264.9	1.48	246.6	1.59	230.5	1.71
6-7	102.08	-1.02	102.08							376.9	0.65	344.3	0.72	313.8	0.78	285.8	0.86	260.6	0.94
7-8	102.92	1.02	102.92							374.6	0.67	342.2	0.73	312	0.8	284.4	0.88	259.5	0.96
8-9	145	1.55	145							276.9	1.79	259.5	1.91	244.1	2.04	230.3	2.16	218.1	2.28

Tabla 113 Tensiones y flechas

Vano	Longitud (m)	Desnivel (m)	Vano regulación (m)	20°C		25°C		30°C		35°C		40°C		45°C		50°C		EDS
				T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	T(daN)	F(m)	
1-2	128	0.5	128	216.9	1.79	204.1	1.9	192.9	2.01	183	2.12	174.1	2.22	166.3	2.33	159.2	2.43	13.89
2-3	129	0.2	129	216.3	1.82	203.7	1.93	192.6	2.04	182.8	2.15	174.1	2.26	166.4	2.36	159.4	2.47	13.84
3-4	128	0.2	128	217	1.78	204.2	1.9	193	2.01	183	2.12	174.2	2.22	166.3	2.33	159.3	2.43	13.89
4-5	129	0.1	129	216.3	1.82	203.8	1.93	192.7	2.04	182.9	2.15	174.2	2.26	166.4	2.36	159.4	2.47	13.84
5-6	129	0.3	129	216.3	1.82	203.7	1.93	192.6	2.04	182.8	2.15	174.1	2.26	166.4	2.36	159.4	2.47	13.84
6-7	102.08	-1.02	102.08	238.2	1.03	218.6	1.13	201.6	1.22	186.9	1.32	174.2	1.41	163.3	1.51	153.8	1.6	15.64
7-8	102.92	1.02	102.92	237.4	1.05	218.1	1.15	201.3	1.24	186.8	1.34	174.2	1.44	163.4	1.53	154	1.63	15.58
8-9	145	1.55	145	207.2	2.4	197.5	2.52	188.8	2.63	180.9	2.75	173.8	2.86	167.4	2.97	161.5	3.08	13.09

2.5.2. Niveles de aislamiento y formación de cadenas

En este capítulo se especifican los niveles de aislamiento mínimos correspondientes a la tensión más elevada de la línea, 24 kV, así como los elementos que integran las cadenas de aisladores.

Se establecen dos niveles (Nivel II – Medio y Nivel IV – Muy fuerte) en lo que afecta a la contaminación del entorno en que han de instalarse los aisladores.

Con los aisladores seleccionados en el presente proyecto, se cumplen en ambos casos, con los niveles de aislamiento exigidos en el la tabla 12 de la ITC-LAT 07, de 50 kV y 125 kV, correspondientes a la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial y tensión soportada a impulsos tipo rayo, respectivamente.



En la tabla 14 de la ITC-LAT 07, se indican niveles de contaminación, ejemplos de entornos típicos y líneas de fuga mínimas recomendadas. Los valores de las líneas de fuga están indicados para aisladores de vidrio.

Los entornos típicos especificados en la ITC-LAT 07, para un nivel de contaminación I, serán considerados como nivel II.

2.5.2.1. Niveles de aislamiento

Si se emplean aisladores de vidrio de tipo caperuza y vástago según norma NI 48.10.01 se utilizarán, por cadena, dos aisladores del tipo E70/146 (U 70 BS) cuyas características son:

Tabla 114 Características eléctricas U70B

Modelo	E70/146 (U70BS)
Carga de Rotura	70 kN
Paso	146 mm
Diámetro D	255 mm
Unión d1	16 mm
Línea fuga	320 mm
U Choque	100 kV
U Frecuencia Industrial	40 kV

2.5.2.2. Formación de cadenas

Al ser una zona agrícola, consideraremos el grado de contaminación inapreciable, estimándose una línea de fuga mínima de 2,5 cm/kV fase-tierra.

Teniendo la línea 20 kV de tensión nominal, tendrá 24 kV de tensión más elevada. La línea de fuga mínima de la cadena será:

$$l_{mf} = 25 \times \frac{24}{\sqrt{3}} = 346 \text{ mm}$$

Escogiendo aisladores E70/127 estándar de 320 mm de línea de fuga, el número de elementos necesario es:

$$\mu = \frac{346}{320} = 1,08$$



Dispondremos dos elementos por cadena, tanto en las verticales como en las horizontales, con lo que la línea de fuga relativa queda:

$$l_f = \frac{2 \times 32 \times \sqrt{3}}{24} = 4,6 \frac{cm}{kV} > 2,5 \frac{cm}{kV}$$

2.5.3.Apoyos

Para el cálculo de apoyos se deben tener en cuenta las hipótesis para los diferentes tipos de apoyos que se utilizan en las líneas eléctricas.

Por otra parte en las líneas de Media Tensión se puede prescindir del cálculo de la cuarta hipótesis en los apoyos de ángulo y alineación, si se cumplen las siguientes premisas:

- Línea de tercera categoría.
- Carga de rotura del conductor inferior a 6600 kg.
- Que los conductores tengan un coeficiente de seguridad de tres como mínimo.
- Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.
- Que se instalen apoyos de anclaje cada tres kilómetros como máximo.

Como es conocido en los apoyos metálicos contruidos sobre la base de perfiles laminados en los cuales sus características resistentes están determinados por los esfuerzos que pueden soportar en dos direcciones perpendiculares, que como es lógico coinciden con la dirección de los dos ejes de simetría del apoyo, y que coinciden con la dirección de la línea y su perpendicular.

Si algún esfuerzo a los que se somete el apoyo no coincide con estas dos direcciones, no se podría utilizar la hipótesis de que el esfuerzo se reparte por igual en las caras de apoyo, dando como resultado en los montantes un esfuerzo superior al que estaría sometido el apoyo si dicho esfuerzo tuviera la dirección de alguno de los ejes de simetría. Por tanto se deberá obtener el esfuerzo equivalente dirigido según el eje de simetría que produzca el mismo esfuerzo aplicado sobre el montante más cargado. Este esfuerzo equivalente se puede calcular con la siguiente expresión.

$$F = F' \times \left(\cos \alpha + \frac{d_1}{d_2} \times \sin \alpha \right) = F'_x + \frac{d_1}{d_2} \times F'_y$$



Siendo:

F = Esfuerzo equivalente en la dirección del eje de simetría en daN.

F' = Esfuerzo actuante en daN que no se encuentra en la dirección del eje de simetría.

d_1 y d_2 = Distancia entre perfiles en las caras del apoyo en metros.

F_x' y F_y' = Componentes del esfuerzo en los ejes de simetría del apoyo en daN.

α = Ángulo formado por el esfuerzo con el eje de simetría.

En la línea objeto del proyecto se han utilizado apoyos metálicos de sección cuadrada, apoyos en los cuales d_1 es igual a d_2 , por tanto la ecuación anterior como es fácil de deducir para apoyos metálicos de sección cuadrada queda.

$$F = F_x' + F_y'$$

2.5.3.1. Cargas verticales

Para el cálculo de las cargas verticales se deberán distinguir dos hipótesis, la de viento y la de hielo, por tanto para cada una de ellas utilizaremos una ecuación diferente.

La ecuación de viento se utilizará en todas las hipótesis de cálculo de apoyos en la zona A y la primera hipótesis de las zonas B y C. Por el contrario la ecuación correspondiente a la hipótesis de hielo se utilizará para el cálculo de las hipótesis 2ª, 3ª y 4ª de las hipótesis de cálculo de apoyos reglamentarias para las zonas B y C.

Veamos las dos ecuaciones a utilizar en el cálculo de las cargas verticales o permanentes que gravitan sobre el apoyo.

2.5.3.1.1. Hipótesis de viento

$$P_c = p \times \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_v \times (\tan(n_1) \pm \tan(n_2)) \right]$$

Siendo:

P_c = Cargas verticales por conductor y fase en daN.



p = Peso por metro lineal del conductor en daN/m.

a_1 = Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 = Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

C_v = Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , y sobrecarga de viento.

n_1 = Pendiente del vano anterior.

n_2 = Pendiente del vano posterior.

Se debe recordar en este punto la ecuación de cálculo de la constante de la catenaria.

$$C = \frac{T \text{ (daN)}}{p \left(\frac{\text{daN}}{\text{m}} \right)}$$

Que para las condiciones de cálculo de la hipótesis de viento quedará de esta forma.

$$C_v = \frac{T_{-5^\circ\text{C}+V} \text{ (daN)}}{p_v \left(\frac{\text{daN}}{\text{m}} \right)}$$

Siendo:

C_v = Constante de catenaria en las condiciones de temperatura -5°C , y sobrecarga de viento.

$T_{-5^\circ\text{C}+V}$ = Componente horizontal de la tensión a la temperatura de -5°C , y sobrecarga de viento.

p_v = Sobrecarga del conductor en las condiciones de viento.

El valor de la sobrecarga debida a la acción del viento se obtiene utilizando la siguiente ecuación:

$$p_v = \sqrt{p^2 + (v \times d)^2}$$



Siendo:

p_v = sobrecarga de viento en daN/m.

p = Peso por metro lineal del conductor en daN/m.

v = presión del viento sobre conductores y cables de tierra. Este valor será de 60 kg/m² para conductores con un diámetro igual o inferior a 16 mm y 50 kg/m² para conductores con un diámetro superior a 16mm.

d = Diámetro en metros del conductor.

Para el cálculo de las dos tangentes utilizaremos las siguientes expresiones:

$$\tan(n_1) = \frac{h_1}{a_1}$$

$$\tan(n_2) = \frac{h_2}{a_2}$$

Siendo:

a_1 = Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 = Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

h_1 = Desnivel del vano anterior al apoyo en m.

h_2 = Desnivel del vano posterior al apoyo en m.

2.5.3.1.2. Hipótesis de hielo

$$P_c = p_h \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T_0 \times (\tan(n_1) \pm \tan(n_2))$$

Siendo:

P_c = Cargas verticales por conductor y fase en daN.

p_h = Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

a_1 = Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 734

a_2 = Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

T_0 = Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

n_1 = Pendiente del vano anterior.

n_2 = Pendiente del vano posterior.

El cálculo de la sobrecarga de hielo se obtiene utilizando las siguientes expresiones para las zonas B y C.

Zona B

$$p_h = p + 0,180 \times \sqrt{d}$$

Siendo:

p_h = Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

p = Peso por metro lineal del conductor en daN/m.

d = Diámetro del conductor en milímetros.

Zona C

$$p_h = p + 0,360 \times \sqrt{d}$$

Siendo:

p_h = Peso por metro lineal del conductor más la sobrecarga de hielo según zona de cálculo en daN/m.

p = Peso por metro lineal del conductor en daN/m.

d = Diámetro del conductor en milímetros.

En cualquiera de las dos hipótesis habrá que añadir al valor resultante de cálculo el peso de las cadenas de aisladores completas, por tanto la carga sobre cruceta por conductor será:

$$P_A = P_C + P_{cadena}$$



Siendo:

P_A = Peso total sobre cruceta por conductor en daN.

P_C = Cargas verticales por conductor y fase en daN.

P_{Cadena} = Peso total de la cadena de aisladores en daN.

En el peso de la cadena de aisladores se habrá de tener en cuenta la función del apoyo en la línea, para apoyos de alineación solo será necesaria una cadena de aisladores por fase al igual que en los final/principio de línea, por el contrario para los apoyos de amarre y ángulo serán necesarias dos cadenas por fase. Además si el apoyo tiene un coeficiente de seguridad reforzado como ocurre por ejemplo cuando se atraviesa una carretera, se debe duplicar según Reglamento el número de cadenas de aisladores por cada fase.

Y por último las cargas verticales totales que gravitan sobre el apoyo se obtendrán aplicando la siguiente ecuación:

$$P_T = P_A \times n$$

Siendo:

P_T = Cargas verticales totales sobre el apoyo en daN.

P_A = Peso total sobre cruceta por conductor en daN.

n = Número de conductores de los que consta la línea.

Se ha tomado como criterio de cálculo que la línea está formada por un solo conductor por fase, con uno o dos circuitos por línea.

2.5.3.2. Esfuerzos producidos por la acción de los conductores sobre los apoyos

2.5.3.2.1. Esfuerzo del Viento

El esfuerzo del viento sobre los conductores de la línea eléctrica se considera que actúa en la dirección perpendicular a esta, la ecuación que permite el cálculo del esfuerzo del viento sobre los conductores es la siguiente.

$$E_V = n \times d \times v \times \frac{a_1 + a_2}{2}$$



Siendo:

E_V = Esfuerzo del viento sobre los conductores de la línea en daN.

n = Número de conductores de que consta la línea.

d = Diámetro del conductor en metros.

v = presión del viento sobre conductores y cables de tierra según artículo 16 del Reglamento. Este valor será de 60 daN/m^2 para conductores con un diámetro igual o inferior a 16 mm y 50 daN/m^2 para conductores con un diámetro superior a 16mm.

a_1 = Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 = Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

Al esfuerzo que produce el viento sobre los conductores de la línea se tendrá que añadir el producido por la acción del viento sobre la cadena de aisladores, por tanto el esfuerzo del viento total quedará de la siguiente forma.

$$E_{VT} = E_V + E_{VCadena} \times n$$

Siendo:

E_{VT} = Esfuerzo del viento total sobre conductores y aisladores en daN.

E_V = Esfuerzo del viento sobre los conductores de la línea en daN.

$E_{VCadena}$ = Presión del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

n = Número de conductores de los que consta la línea.

Esta ecuación es válida para apoyos que tengan sus vanos orientados en la dirección de la línea como ocurre en los apoyos de alineación, amarre y final/principio de línea. Pero en los apoyos de ángulo la acción del viento no se produce en la dirección perpendicular a la línea eléctrica sino que lo hace en la dirección de la bisectriz del ángulo que forma la línea. Por tanto será necesario en estos casos multiplicar el esfuerzo anterior por un coeficiente modificándose por tanto la ecuación para el cálculo del esfuerzo del viento en la siguiente forma para los apoyos de ángulo.



$$E_{VT\text{Ángulo}} = E_{VT} \times \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right)$$

Siendo:

$E_{VT\text{Ángulo}}$ = Esfuerzo total del viento en el apoyo de ángulo en daN.

E_{VT} = Esfuerzo del viento total sobre conductores y aisladores en daN.

β = Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.

α = ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

2.5.3.2.2. Desequilibrio de Tracciones

El desequilibrio de tracciones actúa en la dirección de la línea y se calcula mediante la siguiente expresión.

$$D_T = P \times n \times T_0$$

Siendo:

D_T = Esfuerzo producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

P = Porcentaje de cálculo según Reglamento, este porcentaje será del 8% para apoyos de alineación, 100% para apoyos de final/principio de línea y 50% para apoyos de amarre y ángulo, se ha considerado el 50% para los apoyos de ángulo ya que estos están montados con cadenas de amarre.

n = Número de conductores de los que consta la línea.

T_0 = Componente horizontal máxima de la tensión en daN.

Los apoyos de amarre y ángulo dividen dos alineaciones sucesivas de la línea por lo cual en cada uno de sus lados existe una componente horizontal de la tensión, por tanto el criterio de cálculo seguido en estos tipos de apoyos es utilizar en la ecuación anterior el valor de la componente horizontal de la tensión máxima mayor de las dos alineaciones sucesivas del apoyo en cuestión, obteniendo así el esfuerzo mayor que se podría producir por desequilibrio de tracciones.



Al igual que ocurría con el esfuerzo del viento para los apoyos de ángulo ocurre con el desequilibrio de tracciones en este tipo de apoyos. Así pues el esfuerzo equivalente por desequilibrio de tracciones para este tipo de apoyos quedará.

$$D_{TEquiv.} = D_T \times \left[\cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + \sin\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) \right]$$

Siendo:

$D_{TEquiv.}$ = Esfuerzo equivalente por desequilibrio de tracciones en apoyos de ángulo en daN.

D_T = Esfuerzo producido por el desequilibrio de tracciones en daN.

β = Valor del ángulo llano, si se utilizan grados sexagesimales le corresponderá un valor de 180 y si se utilizan grados centesimales le corresponderá un valor de 200.

α = ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

Esta ecuación solo es válida para apoyos metálicos de sección cuadrada que son los utilizados en esta línea.

2.5.3.2.3. Rotura de Conductores

Se prescinde del cálculo del esfuerzo de torsión de rotura de conductores para los apoyos de ángulo y alineación. Por el contrario si se calculan para los apoyos de amarre y final/principio de línea.

Se deberá calcular el esfuerzo de torsión producido por la rotura de un conductor, para calcular el esfuerzo de torsión producido por la rotura de conductores utilizaremos la siguiente expresión.

$$R_C = P \times T_0$$

Siendo:

R_C = Esfuerzo de torsión producido por la rotura de conductores en daN.

P = Porcentaje de cálculo según Reglamento, este porcentaje será del 100% para apoyos de final/principio de línea y 50% para apoyos de amarre.

T_0 = Componente horizontal máxima de la tensión en daN.



2.5.3.2.4. Resultante de Ángulo

En los apoyos de ángulo es necesario calcular la resultante de ángulo para las hipótesis 1ª y 2ª, correspondiente a las condiciones de viento y hielo. Las ecuaciones de cálculo de la resultante de ángulo son las siguientes.

2.5.3.2.4.1. Hipótesis de viento

$$R_{AV} = 2 \times n \times T_{-5^{\circ}C+V} \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

Siendo:

R_{AV} = Resultante de ángulo en las condiciones de viento en daN.

n = Número de conductores de los que consta la línea.

$T_{-5^{\circ}C+V}$ = Componente horizontal de la tensión en las condiciones de temperatura $-5^{\circ}C$ y sobrecarga debida a la acción del viento en daN.

α = Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.

2.5.3.2.5. Hipótesis de hielo

$$R_{AH} = 2 \times n \times T_0 \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

Siendo:

R_{AH} = Resultante de ángulo en las condiciones de hielo en daN.

n = Número de conductores de los que consta la línea.

T_0 = Componente horizontal máxima en las condiciones de temperatura $-15^{\circ}C$ y sobrecarga debida al hielo según zona para la zona B, y $-20^{\circ}C$ y sobrecarga debida al hielo según zona para la zona B en daN.

α = Ángulo interno formado por las dos alineaciones en las unidades correspondientes.



2.5.3.3. Desviación de la cadena de aisladores en los apoyos de a alineación por la acción del viento

Es necesario calcular el ángulo máximo que se desvían las cadenas de aisladores bajo la acción del viento para que los conductores y sus partes en tensión nunca superen la distancia mínima a los apoyos.

Para el cálculo de esta desviación de las cadenas de aisladores se considerará según el artículo 16 del Reglamento una presión debida a la mitad de la acción del viento, la ecuación que proporciona el ángulo que se desvía las cadenas de alineación debido a la acción del viento en los apoyos de alineación es la siguiente.

$$\tan(\alpha) = \frac{\frac{v}{2} \times d \times \frac{a_1 + a_2}{2} + \frac{E_{VCadena}}{2}}{p \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T_{-5^{\circ}C + \frac{v}{2}} \times (\tan(n_1) \pm \tan(n_2)) + \frac{P_{Cadena}}{2}}$$

Siendo:

α = Ángulo de desviación de la cadena de aisladores en apoyos de alineación bajo la acción del viento.

d = Diámetro del conductor en metros.

v = Presión del viento sobre conductores y cables de tierra según artículo 16 del Reglamento. Este valor será de 60 kg/m² para conductores con un diámetro igual o inferior a 16 mm y 50 kg/m² para conductores con un diámetro superior a 16mm.

a_1 = Longitud proyectada del vano anterior al apoyo en m.

a_2 = Longitud proyectada del vano posterior al apoyo en m.

$T_{-5^{\circ}C + \frac{v}{2}}$ = Componente horizontal de la tensión en las condiciones de temperatura de -5°C y sobrecarga debida a la mitad de la presión del viento en daN.

p = Peso por metro lineal del conductor en daN/m.

n_1 = Pendiente del vano anterior.

n_2 = Pendiente del vano posterior.

$E_{VCadena}$ = Esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores en daN.

P_{Cadena} = Peso de la cadena de aisladores en daN.



2.5.3.4. Cálculo de apoyos

Para el cálculo de apoyos se deben tener en cuenta las hipótesis para los diferentes tipos de apoyos que se utilizan en las líneas eléctricas.

2.5.3.4.1. Apoyo de Alineación

2.5.3.4.1.1. Apoyo de Alineación. 1ª Hipótesis Viento

La 1ª hipótesis de cálculo es común a las tres zonas de cálculo. Deberemos utilizar la ecuación de que permite el cálculo de estas cargas en las condiciones de viento, dicha ecuación es la siguiente.

$$P_c = p \times \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_v \times (\tan(n_1) \pm \tan(n_2)) \right]$$

Ecuación a la que se tendrá que añadir el peso de la cadena, aplicando la siguiente ecuación.

$$P_A = P_c + P_{cadena}$$

El resultado de esta ecuación es el correspondiente a las cargas permanentes de un solo conductor, para obtener el total de cargas permanentes se tendrá que multiplicar por el número de conductores como se indica seguidamente.

$$P_T = P_A \times n$$

En cuanto a esfuerzos la primera hipótesis indica que se debe calcular el esfuerzo correspondiente a la acción del viento sobre conductores y cadena de aisladores, para ello se utilizará la ecuación propuesta a continuación.

$$E_v = n \times d \times v \times \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Esta ecuación proporciona el esfuerzo correspondiente a la acción del viento sobre conductores, al que se la tendrá que sumar la presión del viento sobre la cadena de aisladores resultando entonces el esfuerzo total por la acción del viento en la primera hipótesis de la siguiente forma.

$$E_{VT} = E_v + E_{VCadena} \times n$$



2.5.3.4.1.2. Apoyo de Alineación. 2ª Hipótesis Hielo

Esta hipótesis solo se calculará para las zonas B y C ya que en la zona A no está presente el hielo. Para los apoyos de alineación solo será necesario calcular el valor de las cargas permanentes, por tanto en este caso se utilizará la ecuación correspondiente a la hipótesis de hielo.

$$P_c = p_h \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T_0 \times (\tan(n_1) \pm \tan(n_2))$$

El resultado se tendrá que aumentar con el peso correspondiente a la cadena de aisladores obteniendo el valor de las cargas permanentes de un conductor, mediante la ecuación siguiente.

$$P_A = P_C + P_{cadena}$$

Y para obtener las cargas permanentes totales correspondientes a esta hipótesis de cálculo se deberá multiplicar el valor de un solo conductor por el número total de conductores según indica la siguiente ecuación.

$$P_T = P_A \times n$$

2.5.3.4.1.3. Apoyo de Alineación. 3ª Hipótesis Desequilibrio de Tracciones

La hipótesis de desequilibrio de tracciones se deberá calcular en las tres zonas de cálculo, pero con valores de temperatura y sobrecarga diferente en cada una de ellas.

En primer lugar se calcularán las cargas permanentes para la zona A teniendo en cuenta la 1ª hipótesis, para las zonas B y C se calculará teniendo en cuenta la 2ª hipótesis correspondiente a las condiciones de hielo.

En esta 3ª hipótesis de cálculo se deberá calcular el esfuerzo correspondiente al desequilibrio de tracciones. Se aplicará un porcentaje del 8 %, por lo que el esfuerzo resultante por desequilibrio de tracciones para apoyos de alineación será.

$$D_T = \frac{8}{100} \times n \times T_0$$



2.5.3.4.1.4. Apoyo de Alineación. 4ª Hipótesis Rotura de Conductores

Por otra parte en las líneas de Media Tensión se puede prescindir del cálculo de la cuarta hipótesis en los apoyos de ángulo y alineación, si se cumplen las siguientes premisas:

- Línea de tercera categoría.
- Carga de rotura del conductor inferior a 6600 kg.
- Que los conductores tengan un coeficiente de seguridad de tres como mínimo.
- Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.
- Que se instalen apoyos de anclaje cada tres kilómetros como máximo.

Por tanto en el caso de la línea objeto del presente proyecto no será necesario el cálculo de esta hipótesis al cumplirse las condiciones anteriores.

2.5.3.4.2. Apoyo de Ángulo

2.5.3.4.2.1. Apoyo de Ángulo. 1ª Hipótesis Viento

La hipótesis de viento se tendrá que calcular en la tres zonas de cálculo reglamentarias, en las condiciones de -5°C de temperatura y con la sobrecarga correspondiente a la presión del viento.

Se tendrán que calcular las cargas permanentes, para ello utilizaremos la ecuación correspondiente a la hipótesis de viento.

$$P_c = p \times \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_v \times (\tan(n_1) \pm \tan(n_2)) \right]$$

Sumando posteriormente el peso de la cadena de aisladores para obtener la carga correspondiente a un conductor mediante la siguiente expresión.

$$P_A = P_c + P_{\text{cadena}}$$

Y por último multiplicar por el número de conductores de los que consta la línea para obtener el total de cargas permanentes que gravitan sobre el apoyo en esta hipótesis de viento, según la ecuación.

$$P_T = P_A \times n$$



En esta hipótesis se tendrán que calcular dos esfuerzos, el primero es el correspondiente a la acción del viento sobre conductores y cadena de aisladores. Para el cálculo de esfuerzo producido sobre conductores por la acción del viento se utilizará la ecuación siguiente.

$$E_V = n \times d \times v \times \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Añadiendo seguidamente el esfuerzo del viento sobre la cadena de aisladores según.

$$E_{VT} = E_V + E_{VCadena} \times n$$

En los apoyos de ángulo este esfuerzo no se encuentra situado en la perpendicular de la línea sino que se encuentra situado en la dirección de la bisectriz del ángulo formado por las dos alineaciones, por tanto será necesario multiplicar por un coeficiente que tenga en cuenta esta desviación de la dirección del esfuerzo, por tanto el esfuerzo resultante será.

$$E_{VT\text{Ángulo}} = E_{VT} \times \cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right)$$

En segundo lugar se tendrá que calcular el esfuerzo correspondiente a la resultante de ángulo, que para la hipótesis de viento se puede calcular con la ecuación.

$$R_{AV} = 2 \times n \times T_{-5^\circ C+V} \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

Por tanto al actuar dos esfuerzos en esta hipótesis de cálculo se deberán sumar para obtener el esfuerzo resultante de esta primera hipótesis de cálculo según la siguiente ecuación.

$$E_T = E_{VT\text{Ángulo}} + R_{AV}$$

2.5.3.4.2.2. Apoyo de Ángulo. 2ª Hipótesis Hielo

La segunda hipótesis de cálculo para apoyos de ángulo solo será necesario su cálculo en las zonas B y C reglamentarias ya que en la zona A no existe la hipótesis de hielo. En primer lugar se tendrán que calcular las cargas permanentes aplicando la ecuación correspondiente a las condiciones de hielo.



$$P_c = p_h \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T_0 \times (\tan(n_1) \pm \tan(n_2))$$

Añadiendo el peso de la cadena de aisladores para obtener el peso correspondiente a un conductor utilizando la siguiente expresión.

$$P_A = P_C + P_{cadena}$$

Multiplicando finalmente por el número total de conductores para obtener el peso total sobre el apoyo en las condiciones de hielo.

$$P_T = P_A \times n$$

En esta hipótesis se calcular el esfuerzo correspondiente a la resultante de ángulo en las condiciones de hielo, dicha ecuación es.

$$R_{AH} = 2 \times n \times T_0 \times \cos\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

2.5.3.4.2.3. Apoyo de Ángulo. 3ª Hipótesis Desequilibrio de Tracciones

La presente hipótesis será necesario su cálculo en las tres zonas de cálculo. El cálculo de las cargas permanentes se realizará para la zona A como el expuesto para la 1ª hipótesis de cálculo y para las zonas B y C como el expuesto para la segunda hipótesis de cálculo.

El porcentaje de cálculo a aplicar será el mismo que para los apoyos de amarre ya que estos apoyos se han montado con cadenas de amarre y se aplicará un porcentaje del 50 por ciento. Por tanto la ecuación de cálculo a utilizar será:

$$D_T = \frac{50}{100} \times n \times T_0$$

Al igual que sucede con el esfuerzo del viento en este tipo de apoyos, ocurre con el esfuerzo por desequilibrio de tracciones que pasa de estar aplicado en la dirección de la línea a estar aplicado en la dirección de la bisectriz del ángulo formado por las dos alineaciones, por tanto se tendrá que calcular el esfuerzo equivalente obteniéndose aplicando la siguiente ecuación.

$$D_{TEquiv.} = D_T \times \left[\cos\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) + \sin\left(\frac{\beta - \alpha}{2}\right) \right]$$



2.5.3.4.2.4. Apoyo de Ángulo. 4ª Hipótesis Rotura de Conductores

Al igual que en el caso anterior, en las líneas de Media Tensión se puede prescindir del cálculo de la cuarta hipótesis en los apoyos de ángulo, si se cumplen las siguientes premisas:

- Línea de tercera categoría.
- Carga de rotura del conductor inferior a 6600 kg.
- Que los conductores tengan un coeficiente de seguridad de tres como mínimo.
- Que el coeficiente de seguridad de los apoyos y cimentaciones en la hipótesis tercera sea el correspondiente a las hipótesis normales.
- Que se instalen apoyos de anclaje cada tres kilómetros como máximo.

Por tanto en el caso de la línea objeto del presente proyecto no será necesario el cálculo de esta hipótesis al cumplirse las condiciones anteriores.

2.5.3.4.3. Apoyo de Anclaje

2.5.3.4.3.1. Apoyo de Anclaje. 1ª Hipótesis Viento

La hipótesis de viento será aplicable a las tres zonas de cálculo bajo las condiciones de sobrecarga correspondiente a la acción del viento y temperatura de -5°C . En primer lugar se tendrán que calcular las cargas permanentes utilizando la ecuación:

$$P_c = p \times \left[\frac{a_1 + a_2}{2} + C_v \times (\tan(n_1) \pm \tan(n_2)) \right]$$

A estas cargas debidas al conductor se tendrán que añadir las correspondientes a la cadena de aisladores para obtener el total de cargas debidas a una fase.

$$P_A = P_C + P_{cadena}$$

Para obtener el total de cargas permanentes que gravitan sobre el apoyo se tendrá que multiplicar por el total de conductores según la siguiente ecuación.

$$P_T = P_A \times n$$



En esta hipótesis tendremos que calcular el esfuerzo correspondiente a la acción del viento sobre conductores y cadena de aisladores. Para calcular este esfuerzo utilizaremos la ecuación:

$$E_V = n \times d \times v \times \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Esfuerzo al que se tendrá que añadir el correspondiente a la acción del viento sobre las cadenas de aisladores y que quedará de la siguiente forma.

$$E_{VT} = E_V + E_{V\text{cadena}} \times n$$

2.5.3.4.3.2. Apoyo de Anclaje. 2ª Hipótesis Hielo

Esta hipótesis de cálculo solo será aplicable a las zonas B y C reglamentarias, en la zona A no se tendrá que calcular debido a que en dicha zona no está presente la hipótesis de cálculo debida al hielo. En este tipo de apoyos y al igual que sucedía en los apoyos de alineación solo será necesario calcular las cargas permanentes ya que no existe ningún esfuerzo actuante en esta hipótesis.

Por tanto la ecuación para calcular las cargas permanentes para la hipótesis de hielo será:

$$P_c = p_h \times \frac{a_1 + a_2}{2} + T_0 \times (\tan(n_1) \pm \tan(n_2))$$

El resultado se tendrá que aumentar con el peso correspondiente a la cadena de aisladores obteniendo el valor de las cargas permanentes de un conductor, mediante la ecuación siguiente.

$$P_A = P_C + P_{\text{cadena}}$$

Y para obtener las cargas permanentes totales correspondientes a esta hipótesis de cálculo se deberá multiplicar el valor de un solo conductor por el número total de conductores según indica la siguiente ecuación.

$$P_T = P_A \times n$$

2.5.3.4.3.3. Apoyo de Anclaje. 3ª Hipótesis Desequilibrio de Tracciones

La presente hipótesis de cálculo deberá realizarse en las tres hipótesis de cálculo, debiendo calcular las cargas permanentes y el esfuerzo por desequilibrio de tracciones. Las cargas permanentes en el caso de que la línea transcurra por la zona



A de cálculo, se procederá del mismo modo que para la primera hipótesis de cálculo y para las zonas B y C se calculará de igual forma que para la segunda hipótesis de cálculo.

Para calcular el esfuerzo por desequilibrio de tracciones utilizaremos la expresión:

$$D_T = \frac{50}{100} \times n \times T_0$$

2.5.3.4.3.4. Apoyo de Anclaje. 4ª Hipótesis de Rotura de Conductores

Al contrario de lo que sucedía con los dos tipos de apoyos anteriores para los de amarre o anclaje si será necesario calcular la hipótesis de rotura de conductores en cualquiera de las tres zonas de cálculo reglamentarias. En primer lugar se tendrán que calcular las cargas permanentes que como en la hipótesis anterior si la línea transcurre por la zona A se calcularán igual que las correspondientes a la primera hipótesis, y como las correspondientes a la segunda hipótesis si la línea transcurre por las zonas B y C de cálculo reglamentarias.

Para calcular el esfuerzo aplicaremos la ecuación aplicando un porcentaje del cincuenta por ciento de la rotura de un conductor.

$$R_C = \frac{50}{100} \times T_0$$

2.5.3.4.4. Apoyo de Final/Principio de Línea

2.5.3.4.4.1. Apoyo de Final/Principio de Línea. 1ª Hipótesis Viento

Como en los demás apoyos la primera hipótesis de cálculo será aplicable en las tres zonas de cálculo, pero en este caso como ocurría con el apoyo de ángulo actúan dos esfuerzos simultáneamente como se verá más adelante. En primer lugar se deberán calcular las cargas permanentes debidas a la acción del viento sobre conductores y cadenas de aisladores, utilizando para ello las ecuaciones siguientes:

- Apoyo principio de línea: $P_c = p \times \left[\frac{a}{2} + C_v \times (-\tan(n)) \right]$

- Apoyo final de línea: $P_c = p \times \left[\frac{a}{2} + C_v \times \tan(n) \right]$



Posteriormente para obtener el peso correspondiente a una fase se tendrá que sumar el peso correspondiente a la cadena de aisladores mediante la siguiente expresión.

$$P_A = P_C + P_{cadena}$$

Y por último multiplicar por el número de conductores de los que consta la línea para obtener el total de cargas permanentes que gravitan sobre el apoyo en esta hipótesis de viento, según la ecuación.

$$P_T = P_A \times n$$

Como se dijo anteriormente en esta hipótesis se dan simultáneamente dos esfuerzos que son la presión del viento sobre conductores y cadena de aisladores y el desequilibrio de tracciones. En primer lugar calcularemos el esfuerzo debido a la acción del viento, para los conductores utilizaremos la ecuación:

$$E_V = n \times d \times v \times \frac{a}{2}$$

Esfuerzo al que se tendrá que añadir el correspondiente a la acción del viento sobre las cadenas de aisladores y que quedará de la siguiente forma.

$$E_{VT} = E_V + E_{VCadena} \times n$$

Seguidamente tendremos que calcular el esfuerzo por desequilibrio de tracciones que en este caso de la primera hipótesis se tendrá que calcular bajo las condiciones de -5°C de temperatura y sobrecarga debida a la presión del viento, por otra parte el porcentaje a aplicar en este tipo de apoyos será del cien por cien de las tracciones unilaterales de los conductores, así pues la ecuación quedará en la forma.

$$D_T = n \times T_{-5^{\circ}\text{C}+\text{Viento}}$$

Dichos esfuerzos actúan en direcciones diferentes, como ya es conocido el desequilibrio de tracciones actúa en la dirección de la línea y la presión del viento sobre los conductores de la línea en la dirección perpendicular de la línea, ahora bien al ser los apoyos utilizados en la línea de sección cuadrada se podrán sumar estos esfuerzos aritméticamente por tanto el esfuerzo resultante de la primera hipótesis para apoyos de ángulo quedará.

$$E_T = E_{VT} + D_T$$



2.5.3.4.4.2. Apoyo Final/Principio de Línea. 2ª Hipótesis Hielo

La segunda hipótesis para el apoyo final/principio de línea difiere un poco de las de los demás apoyos ya que en ella se integra el cálculo del esfuerzo debido al desequilibrio de tracciones. En primer lugar se tendrá que calcular las cargas permanentes que gravitan sobre el apoyo, como en anteriores casos utilizaremos la ecuación siguiente:

- Apoyo principio de línea: $P_c = p_h \times \frac{a}{2} + T_0 \times (-\tan(n))$

- Apoyo principio de línea: $P_c = p_h \times \frac{a}{2} + T_0 \times \tan(n)$

Como se ha dicho se tendrá que calcular el esfuerzo debido al desequilibrio de tracciones en las zonas B y C ya que en la zona A no está presente la hipótesis de hielo, el porcentaje a aplicar corresponderá al cien por cien de las tracciones unilaterales cuando se rompe un conductor. Por tanto la ecuación que permite el cálculo del esfuerzo por rotura de conductores será:

$$D_T = n \times T_0$$

2.5.3.4.4.3. Apoyo de Final/Principio de Línea. 3ª Hipótesis Desequilibrio de Tracciones

Esta hipótesis queda anulada en este tipo de apoyos ya que como se ha visto en anteriores apartados queda integrada dentro de la primera y segunda hipótesis por tanto ya está calculada y el Reglamento prescinde de ella.

2.5.3.4.4.4. Apoyo de Final/Principio de Línea. 4ª Hipótesis Rotura de Conductores

Esta hipótesis es de obligado cálculo en las tres hipótesis reglamentarias, en primer lugar se tendrán que calcular las cargas permanentes que para el caso de la zona A se procederá de la igual forma que en la primera hipótesis y para las zonas B y C de igual forma que en la segunda hipótesis de cálculo.

El porcentaje a aplicar en el cálculo de esta hipótesis es del cien por cien:

$$R_C = T_0$$



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 751

2.5.3.4.5. Valores obtenidos

Después de aplicar las ecuaciones definidas anteriormente, representamos en la siguiente tabla los valores de los esfuerzos obtenidos, teniendo en cuenta las distintas hipótesis:

2.5.3.4.5.1. Cálculo de apoyos

Tabla 115 Características apoyos línea aérea

Apoyo	Función	Valor ángulo (Sexa.)	Hipótesis 1ª (Viento)		Hipótesis 2ª (Hielo)		Hipótesis 3ª (Des.Tr.)		Hipótesis 4ª (Rotura)		Esf.Tors.	D.Cond.
			-5°C+V		(-15:B/-20:C)°C+H		(-5:A)°C+V		(-5:A)°C+V		Con.norm.	Cálculo
			(-15:B/-20:C)°C+H		(-15:B/-20:C)°C+H		(-15:B/-20:C)°C+H		(-15:B/-20:C)°C+H			
			Tv(daN)	Th(daN)	Tv(daN)	Th(daN)	Tv(daN)	Th(daN)	Tv(daN)	Th(daN)	(daN)	(m)
1	Fin LíneaC		45.1	1797.7; dir:línea					45.1	553.8	0	1.17
2	Angulo	88.8; apo.1	95.8	342.8; dir:result.			95.8	848; dir:nor.res.	95.8	553.8		1.17
3	Angulo	88.9; apo.2	94.5	351.5; dir:result.			94.5	853.3; dir:nor.res.	94.5	553.9		1.17
4	Angulo	89.4; apo.3	94.9	308.1; dir:result.			94.9	839.6; dir:nor.res.	94.9	553.9		1.17
5	Angulo	88.7; apo.4	94	335; dir:result.			94	850; dir:nor.res.	94	553.9		1.17
6	Angulo	88.8; apo.5	93.6	349.6; dir:result.			93.6	862.8; dir:nor.res.	93.6	554.1		1.17
7	Alineaci ón		69.3	228.8; dir:nor.lín .			69.3	133; dir:línea				0.98
8	Angulo	78.4; apo.9	91.5	945.9; dir:result.			91.5	987.7; dir:nor.res.	91.5	554.1		1.29
9	Fin Línea		57.5	1809.9; dir:línea					57.5	553	0	1.29



2.5.3.4.5.2. Apoyos adoptados

Tabla 116 Apoyos adoptados

Apoyo	Función	Tipo	Coeficiente de seguridad	Valor ángulo (Sexa.)	Altura Total (m)	Esf.Util Punta (daN)	Esf.Ver. s.Tors. (daN)	Esf.Ver. c.Tors. (daN)	Esfuer. Torsión (daN)	Dist. Torsión (m)
1	Fin Línea C	Celosia recto	N		12	2000	1500	900	1200	1.5
2	Angulo	Celosia recto	N	177.6	12	1000	1000	600	720	1.5
3	Angulo	Celosia recto	N	177.3	12	1000	1000	600	720	1.5
4	Angulo	Celosia recto	N	178.8	12	1000	1000	600	720	1.5
5	Angulo	Celosia recto	N	177.9	12	1000	1000	600	720	1.5
6	Angulo	Celosia recto	R	176.6	12	1000	1000	600	720	1.5
7	Alineación	Hormigón cuad.	R		11	400	900			
8	Angulo	Celosia recto	N	156.2	12	1000	1000	600	720	1.5
9	Fin Línea	Celosia recto	N		14	2000	1500	900	1200	1.5

2.5.3.5. Tomas de tierra

El sistema puesta a tierra estará constituido por uno o varios electrodos enterrados y por la línea de tierra que conectará los electrodos a los elementos que deban estar conectados a tierra. El valor de la resistencia de dichos electrodos de puesta a tierra será inferior a 20 ohmios.

Los elementos que componen el sistema de puesta a tierra son:

- Línea de tierra formada por un conductor de cobre desnudo de 50 mm² de sección.
- Electrodo de puesta a tierra.

2.5.3.6. Cimentación

Sobre el apoyo se producen dos momentos flectores que debe soportar el macizo de cimentación que sustenta al apoyo. En primer lugar se produce el momento flector debido a la acción del tiro de conductores y que se calculará mediante la siguiente expresión.

$$M_{VC} = E_p \times H_c$$



Siendo:

M_{VC} = Momento de vuelco debido a la acción del tiro de conductores en daNm.

E_p = Esfuerzo útil del apoyo en daN.

H_C = Altura del punto de aplicación del esfuerzo en metros.

El valor del esfuerzo útil del apoyo se puede sustituir por el esfuerzo máximo de cálculo del apoyo si se estima oportuno. El segundo momento de vuelco que actúa sobre el apoyo es el debido a la acción del viento sobre la superficie del apoyo, que se calculará con la ecuación.

$$M_{VV} = E_v \times H_v$$

Siendo:

M_{VV} = Momento del vuelco debido a la acción del viento sobre la superficie del apoyo en daNm.

E_v = Esfuerzo producido por el viento sobre la superficie del apoyo en daN.

H_v = Altura de punto de aplicación del esfuerzo del viento sobre la superficie del apoyo en metros.

Para el cálculo de la cimentación se utiliza el método utilizado por la asociación de ingenieros suizos, el método se basa en la ecuación de Sulzberger. Se fija un coeficiente de seguridad para las hipótesis normales de 1,5, por otra parte el método de Sulzberger determina el momento de vuelco del macizo con respecto al punto del giro del macizo. Puede establecerse que este momento es un diez por ciento superior al calculado con respecto al nivel del terreno. Por tanto se debe verificar la siguiente ecuación.

$$(M_{VC} + M_{VV}) \leq \frac{M_C}{1,65}$$

Se adopta como forma para el cimientado del apoyo un prisma de sección cuadrada, prolongándose este 20 cm por encima del nivel del terreno de forma que sirva de protección para el apoyo. Por otra parte se establece un ángulo de giro máximo para el cimientado definido por su tangente de 0,01.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 754

El momento estabilizador del cimiento está formado por dos componentes, el primero es el debido al empotramiento lateral del macizo en el terreno y el segundo es el que ofrece la reacción del terreno debido al peso del macizo de cimentación, apoyos, cables y cadenas de aisladores con sus herrajes correspondientes. Estos dos momentos dan lugar al momento estabilizador de la cimentación según la ecuación de Sulzberger.

$$M_C = 139 \times b \times h^4 \times C_2 + a^2 \times b \times (h + 0,20) \times 2200 \times \left[0,5 - \frac{2}{3} \sqrt{1,1 \times \frac{h}{a} \times \frac{1}{10 \times C_2}} \right]$$

Siendo:

M_C = Momento de fallo al vuelco en daNm.

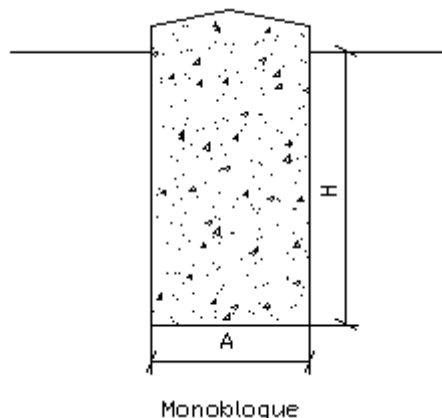
a = Anchura del cimiento en metros.

b = Largo del cimiento en metros.

h = Profundidad del cimiento en metros.

C_2 = Coeficiente de compresibilidad del terreno a 2 metros de profundidad en daN/cm³.

Las cimentaciones serán como la de la figura que sigue.



Se puede ver en el plano PLN-04-002

A continuación mostramos los resultados obtenidos de los cálculos de cimentaciones:



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

MEMORIA JUSTIFICATIVA

PÁGINA 755

2.5.3.6.1. Valores obtenidos

2.5.3.6.1.1. Cálculo de cimentaciones

Tabla 117 Cálculo de cimentaciones de la instalación aérea

Apoyo	Función	Esf.Util Punta (daN)	Alt.Res. conduc. (m)	Mom.Producido por el conduc. (daNm)	Esf.Vie. Apoyos (daN)	Alt.Vie. Apoyos (m)	Mom.Producido Viento Apoyos (daNm)	Momento Total Fuerzas externas (daNm)
1	Fin LíneaC	2000	10.05	20100	303.1	4.71	1427.2	21527.2
2	Angulo	1000	10.35	10350	285.8	4.84	1384.5	11734.5
3	Angulo	1000	10.35	10350	285.8	4.84	1384.5	11734.5
4	Angulo	1000	10.35	10350	285.8	4.84	1384.5	11734.5
5	Angulo	1000	10.35	10350	285.8	4.84	1384.5	11734.5
6	Angulo	1000	10.35	10350	285.8	4.84	1384.5	11734.5
7	Alineación	400	9.65	3860	388.6	4.02	1560.3	5420.3
8	Angulo	1000	10.35	10350	285.8	4.84	1384.5	11734.5
9	Fin Línea	2000	12	24000	371.8	5.53	2055.3	26055.3

Tabla 118 Características de las cimentaciones de la instalación aérea

Apoyo	Función	Ancho cimentaciones A(m)	Alto cimentaciones H(m)	MONOBLOQUE	
				Coefic. Comp	Mom.Absorbido por la cimentac. (daNm)
1	Fin LíneaC	1.02	2.2	10	35822
2	Angulo	0.97	1.9	10	19436.4
3	Angulo	0.97	1.9	10	19436.4
4	Angulo	0.97	1.9	10	19436.4
5	Angulo	0.97	1.9	10	19436.4
6	Angulo	1	1.9	10	20165.8
7	Alineación	0.91	1.6	10	9654
8	Angulo	0.97	1.9	10	19436.4
9	Fin Línea	1.12	2.25	10	43148.6



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Estudio básico y análisis de rentabilidad de la instalación de huerto solar de 1 MW e instalación de MT asociada.

ANEXOS

Titulación: Ingeniería Industrial

Alumno: Alberto Marín Salas

Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, 8 de Septiembre de 2014



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 759

**Anexo 1: Consulta descriptiva y gráfica de datos catastrales bienes
inmuebles de naturaleza rústica”**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 760



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 761

Anexo 2: Plano cartográfico



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 762



Anexo 3: Estudio de las posibles instalaciones de placas solares fotovoltaicas

En el presente anexo realizaremos un estudio de las diferentes opciones o posibles instalaciones de placas solares fotovoltaicas, de forma que minimicemos pérdidas, aumentando por tanto el rendimiento de la instalación, con la finalidad de que el periodo de amortización se reduzca.

Hay dos aspectos fundamentales en la instalación de un huerto solar que hacen que incremente su rendimiento: el tipo de **células fotovoltaicas** y el tipo de **estructura** en la que se asientan los módulos fotovoltaicos.

Módulo fotovoltaico

El panel fotovoltaico está compuesto por una asociación de células fotovoltaicas, estas están encapsuladas en dos capas de etileno-vinilo-acetato (EVA), entre una lámina frontal de vidrio y una capa posterior de un polímero termoplástico (frecuentemente se emplea el tedlar) u otra lámina de cristal cuando se desea obtener módulos con algún grado de transparencia. Muy frecuentemente este conjunto es enmarcado en una estructura de aluminio anodizado con el objetivo de aumentar la resistencia mecánica del conjunto y facilitar el anclaje del módulo a las estructuras de soporte.

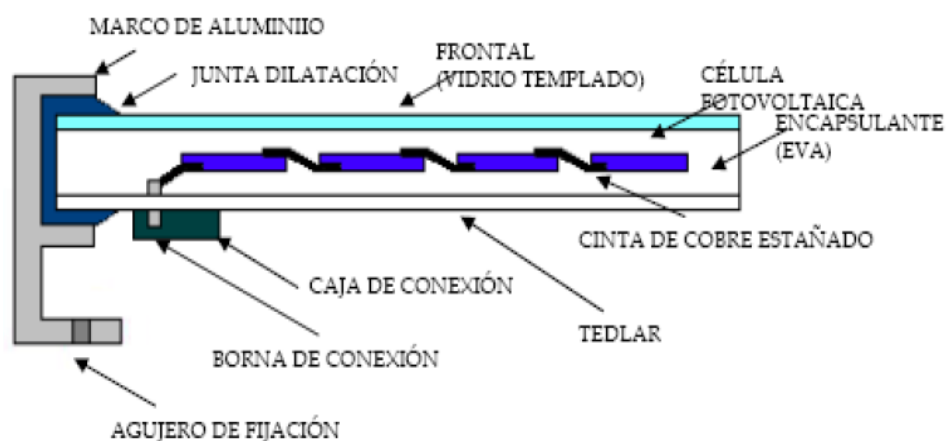


Figura 49 Módulo fotovoltaico



Células fotovoltaicas

La célula fotovoltaica está formada por un material semiconductor, en el cual se ha realizado una unión P-N, que en presencia de energía solar esta unión se excita y da lugar a un campo eléctrico, produciendo así el efecto fotovoltaico.

Las células semiconductoras más comúnmente empleadas en los paneles fotovoltaicos son de silicio, y se puede presentar de tres formas diferentes:

- Células de silicio monocristalino
- Células de silicio policristalino
- Células de silicio amorfo

Células de silicio monocristalino

El silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. La principal ventaja es que proporciona la mayor eficiencia de conversión de la luz en energía eléctrica y el inconveniente es su incremento en el precio debido a que el proceso de cristalización es complicado. Este tipo de células presenta un color azul oscuro uniforme.

Células de silicio policristalino

Al contrario que en el caso anterior, el proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material, tiene mayor índice de imperfecciones, obteniéndose así ligeramente peores rendimientos pero su coste es más barato. Este tipo de células presenta un color azul más intenso.

Células de silicio amorfo

El silicio amorfo no tiene estructura interna de red cristalina, por lo que dará lugar a rendimientos inferiores de los de composición cristalina. Pero tiene la ventaja de ser un material muy adsorbente, basta con una fina capa para captar la luz solar, también su bajo coste es un aspecto a favor. Este tipo de células es, por ejemplo, el que se emplea en aplicaciones solares como relojes o calculadoras. Este tipo de células presenta un color negro oscuro.

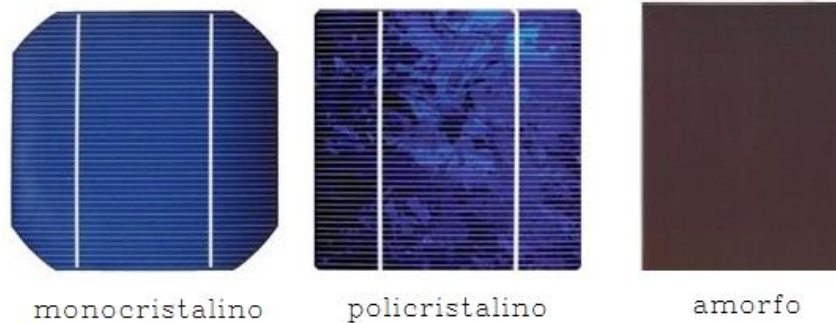


Figura 50 Tipos de células fotovoltaicas

Actualmente también existen otras tecnologías no basadas en silicio, que se encuentran en fase de desarrollo o tienen diferentes aplicaciones. Este es el caso del telurio de cadmio, arseniuro de galio, células biaciales, etc.

Estructura soporte

La estructura de soporte tiene como finalidad soportar y fijar de manera segura los módulos fotovoltaicos así como proporcionarles una inclinación y orientación adecuadas, para obtener un máximo aprovechamiento de la energía solar incidente. Existen dos tipos de estructura comunes: fija y con seguidor.

Estructura fija

Estructuras fijas son las más simples, sus módulos permanecerán en la misma posición a lo largo del tiempo. El rendimiento de una estructura fija no es tanto como con seguidor, pero necesita menos espacio.

Seguidor solar

Las estructuras llamadas de seguidor solar son estructuras articuladas y accionadas por un motor eléctrico. Como su nombre indica, orientan los módulos fotovoltaicos de forma que siguen al sol, los rayos inciden de manera perpendicular al módulo, incrementando la energía recibida del sol. Tienen la ventaja de tener alrededor un 20% más de rendimiento que una fija.



Según sus grados de libertad podríamos diferenciar entre:

Seguidor a dos ejes: si tiene dos grados de libertad, la superficie se mantiene siempre perpendicular al sol.

Seguidor a un eje: si tiene un grado de libertad, tiene menor precisión que el de dos ejes.

- **Eje polar:** la superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es de 15° por hora, como la del reloj.
- **Eje azimutal:** la superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.
- **Eje horizontal:** la superficie gira en un eje horizontal y orientado en dirección norte-sur. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

La elección de una estructura u otra, irá en función del coste que estamos dispuestos a pagar y de la energía generada. Con estructuras complejas el incremento del coste será mayor pero será asumible si dicho incremento en el coste genera una mayor energía frente a otras tecnologías, con el tiempo será rentable disponer de estructuras más complejas si generamos mayor energía, que será vendida o autoconsumida. Además del coste y la energía generada habrán otros parámetros menos importantes que hacen que te decantes por un seguidor u otro, estos son: resistencia al viento, disponibilidad, mantenibilidad, etc.

- Seguimiento azimutal absorben un 10-25% más que las estructuras fijas.
- Entre los distintos seguidores a dos ejes existen variaciones de entre el 30-45 % de incremento de la producción eléctrica. Así también incrementará el coste de los equipos y cimentaciones.



Figura 51 Rendimiento y coste de diferentes seguidores solares

Como conclusión de este anexo podemos demostrar que se conseguirán mayores rendimientos con módulos fotovoltaicos de células de silicio monocristalino montados sobre estructuras con seguidor solar de dos ejes.



Figura 52 Seguidor solar a dos ejes



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 768



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 769

Anexo 4: Módulo solar X21 – 345



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 770



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 771

Anexo 5: Inversor Ingeteam 500 TL



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 772



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 773

Anexo 6: Seguidor solar OPTIM-LAND



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

ANEXOS

PÁGINA 774



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Estudio básico y análisis de rentabilidad de la instalación de huerto solar de 1 MW e instalación de MT asociada.

3. PLANOS

Titulación: Ingeniería Industrial

Alumno: Alberto Marín Salas

Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, 8 de Septiembre de 2014



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 777

PLN-00-001 PLANO DE SITUACIÓN	779
PLN-00-002 PLANO DE EMPLAZAMIENTO	781
PLN-00-003 INSTALACIÓN DE PLACAS EN SERIE SOBRE SEGUIDOR	783
PLN-00-004 VISTAS SEGUIDOR SOLAR	785
PLN-00-005 DISTRIBUCIÓN DE SEGUIDORES SOLARES SOBRE SUPERFICIE	787
PLN-00-006 CAMPO FOTOVOLTAICO CON SEGUIDORES SOLARES EN POSICIÓN HORIZONTAL	789
PLN-00-007 DELIMITACIÓN DE SUPERFICIES CON SEGUIDORES SOLARES EN POSICIÓN HORIZONTAL	791
PLN-01-001 DIMENSIONES CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1 CON INVERSOR	793
PLN-01-002 DIMENSIONES CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2 CON INVERSOR	795
PLN-01-003 LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA EN CT1 Y CT2	797
PLN-01-004 PUESTAS A TIERRA PARA CT1 Y CT2	799
PLN-01-005 DIMENSIONES CENTRO DE TRANSFORMACIÓN AUXILIAR	801
PLN-01-006 LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA EN CT3	803
PLN-01-007 PUESTAS A TIERRA PARA CT3	805
PLN-01-008 ESQUEMAS UNIFILARES CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	807
PLN-02-001 PLANO GENERAL DE EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA SUBTERRÁNEA	809
PLN-02-002-1 LÍNEAS DE CC EN BT PARA EVACUAR LA ENERGÍA GENERADA POR LOS SEGUIDORES SOLARES (1-6)	811
PLN-02-002-2 LÍNEAS DE CC EN BT PARA EVACUAR LA ENERGÍA GENERADA POR LOS SEGUIDORES SOLARES (6-11)	813
PLN-02-003 LÍNEAS DE CC EN BT PARA EVACUAR LA ENERGÍA GENERADA. LÍNEA DESDE CGPN HASTA EL INVERSOR CT (1 Y 2)	815
PLN-02-004 LÍNEAS DE CA EN BT PARA EVACUAR LA ENERGÍA A LA SALIDA DEL INVERSOR HASTA EL TRANSFORMADOR (1 Y 2)	817
PLN-02-005 LÍNEAS DE CA PARA EVACUAR LA ENERGÍA DE AT A LA SALIDA DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (1 Y 2)	819
PLN-02-006 LÍNEA DE CA QUE TRANSPORTA LA ENERGÍA DE AT A LA SALIDA DE LA "CELDA DE SALIDA" DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 3	821
PLN-02-007 ENTRONQUE AÉREO – SUBTERRÁNEO	823
PLN-02-008 ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN DE EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA ---	825



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 778

PLN-02-009-1 ESQUEMA UNIFILAR DE LAS LÍNEAS QUE EVACUAN LA ENERGÍA DE LOS SEGUIDORES SOLARES CORRESPONDIENTES A LOS SUBCAMPOS 1, 2, 3, 4, 8, 9, 10, 11 --	827
PLN-02-009-2 ESQUEMA UNIFILAR DE LAS LÍNEAS QUE EVACUAN LA ENERGÍA DE LOS SEGUIDORES SOLARES CORRESPONDIENTES A LOS SUBCAMPOS 5, 6, 7 -----	829
PLN-03-001 PLANO GENERAL DE CONSUMO DE LA ENERGÍA SUBTERRÁNEA -----	831
PLN-03-002 DISTRIBUCIÓN RED SUBTERRÁNEA PARA CONSUMO DE TRANSFORMADOR AUXILIAR -----	833
PLN-03-003 LÍNEAS DE CA EN BT PARA CONSUMOS PROPIOS DEL CT3 Y DISTRIBUCIÓN DE LÍNEAS AL CT1 Y CT2 -----	835
PLN-03-004 LÍNEAS DE CA EN BT PARA ALIMENTAR A LAS CARGAS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 1 Y 2 -----	837
PLN-03-005 LÍNEAS DE CA EN BT PARA CONSUMOS PROPIOS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 1 Y 2 -----	839
PLN-03-006 LÍNEAS DE CA EN BT PARA EL CONSUMO POSTERIOR DE MOTORES DE LOS SEGUIDORES DE LOS SUBCAMPOS -----	841
PLN-03-007-1 LÍNEAS DE CA EN BT PARA EL CONSUMO DE LOS MOTORES DE LOS SEGUIDORES SOLARES (1-6) -----	843
PLN-03-007-2 LÍNEAS DE CA EN BT PARA EL CONSUMO DE LOS MOTORES DE LOS SEGUIDORES SOLARES (6-11)-----	845
PLN-03-008 ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN DE CONSUMO DE LA ENERGÍA -----	847
PLN-03-009-1 ESQUEMA UNIFILAR DE LAS LÍNEAS QUE SUMINISTRAN LA ENERGÍA A LOS MOTORES DE LOS SEGUIDORES SOLARES CORRESPONDIENTES A LOS SUBCAMPOS 1, 2, 3, 4, 8, 9, 10, 11-----	849
PLN-03-009-2 ESQUEMA UNIFILAR DE LAS LÍNEAS QUE SUMINISTRAN LA ENERGÍA A LOS MOTORES DE LOS SEGUIDORES SOLARES CORRESPONDIENTES A LOS SUBCAMPOS 5, 6, 7 -----	851
PLN-04-001 LÍNEA AÉREA SIMPLE LA-56 VISTA PLANTA -----	853
PLN-04-002 APOYOS-----	855
PLN-04-003 APOYOS ADOPTADOS -----	857
PLN-04-004 CRUCETAS -----	859
PLN-04-005-1 LÍNEA AÉREA SIMPLE LA-56 VISTA PERFIL-----	861
PLN-04-005-2 LÍNEA AÉREA SIMPLE LA-56 VISTA PERFIL-----	863



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 779

PLN-00-001 PLANO DE SITUACIÓN



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 780



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 781

PLN-00-002 PLANO DE EMPLAZAMIENTO



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 782



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 783

PLN-00-003 INSTALACIÓN DE PLACAS EN SERIE SOBRE SEGUIDOR



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 784



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 785

PLN-00-004 VISTAS SEGUIDOR SOLAR



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 786



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 787

**PLN-00-005 DISTRIBUCIÓN DE SEGUIDORES SOLARES SOBRE
SUPERFICIE**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 788



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 789

**PLN-00-006 CAMPO FOTOVOLTAICO CON SEGUIDORES SOLARES
EN POSICIÓN HORIZONTAL**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 790



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 791

**PLN-00-007 DELIMITACIÓN DE SUPERFICIES CON SEGUIDORES
SOLARES EN POSICIÓN HORIZONTAL**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 792



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 793

**PLN-01-001 DIMENSIONES CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 1 CON
INVERSOR**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 794



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 795

**PLN-01-002 DIMENSIONES CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 2 CON
INVERSOR**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 796



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 797

PLN-01-003 LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA EN CT1 Y CT2



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 798



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 799

PLN-01-004 PUESTAS A TIERRA PARA CT1 Y CT2



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 800



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 801

**PLN-01-005 DIMENSIONES CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
AUXILIAR**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 802



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 803

PLN-01-006 LÍNEAS DE ENTRADA Y SALIDA EN CT3



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 804



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 805

PLN-01-007 PUESTAS A TIERRA PARA CT3



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 806



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 807

**PLN-01-008 ESQUEMAS UNIFILARES CENTROS DE
TRANSFORMACIÓN**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 808



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 809

**PLN-02-001 PLANO GENERAL DE EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA
SUBTERRÁNEA**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 810



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 811

**PLN-02-002-1 LÍNEAS DE CC EN BT PARA EVACUAR LA ENERGÍA
GENERADA POR LOS SEGUIDORES SOLARES (1-6)**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 812



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 813

**PLN-02-002-2 LÍNEAS DE CC EN BT PARA EVACUAR LA ENERGÍA
GENERADA POR LOS SEGUIDORES SOLARES (6-11)**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 814



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 815

**PLN-02-003 LÍNEAS DE CC EN BT PARA EVACUAR LA ENERGÍA
GENERADA. LÍNEA DESDE CGPN HASTA EL INVERSOR CT (1 Y 2)**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 816



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 817

**PLN-02-004 LÍNEAS DE CA EN BT PARA EVACUAR LA ENERGÍA A
LA SALIDA DEL INVERSOR HASTA EL TRANSFORMADOR (1 Y 2)**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 818



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 819

**PLN-02-005 LÍNEAS DE CA PARA EVACUAR LA ENERGÍA DE AT A
LA SALIDA DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN (1 Y 2)**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 820



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 821

**PLN-02-006 LÍNEA DE CA QUE TRANSPORTA LA ENERGÍA DE AT A
LA SALIDA DE LA "CELDA DE SALIDA" DEL CENTRO DE
TRANSFORMACIÓN 3**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 822



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 823

PLN-02-007 ENTRONQUE AÉREO – SUBTERRÁNEO



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 824



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 825

**PLN-02-008 ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN DE
EVACUACIÓN DE LA ENERGÍA**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 826



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 827

**PLN-02-009-1 ESQUEMA UNIFILAR DE LAS LÍNEAS QUE EVACUAN
LA ENERGÍA DE LOS SEGUIDORES SOLARES
CORRESPONDIENTES A LOS SUBCAMPOS 1, 2, 3, 4, 8, 9, 10, 11**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 828



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 829

**PLN-02-009-2 ESQUEMA UNIFILAR DE LAS LÍNEAS QUE EVACUAN
LA ENERGÍA DE LOS SEGUIDORES SOLARES
CORRESPONDIENTES A LOS SUBCAMPOS 5, 6, 7**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 830



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 831

**PLN-03-001 PLANO GENERAL DE CONSUMO DE LA ENERGÍA
SUBTERRÁNEA**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 832



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 833

**PLN-03-002 DISTRIBUCIÓN RED SUBTERRÁNEA PARA CONSUMO
DE TRANSFORMADOR AUXILIAR**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 834



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 835

**PLN-03-003 LÍNEAS DE CA EN BT PARA CONSUMOS PROPIOS DEL
CT3 Y DISTRIBUCIÓN DE LÍNEAS AL CT1 Y CT2**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 836



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 837

**PLN-03-004 LÍNEAS DE CA EN BT PARA ALIMENTAR A LAS
CARGAS DE LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 1 Y 2**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 838



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 839

**PLN-03-005 LÍNEAS DE CA EN BT PARA CONSUMOS PROPIOS DE
LOS CENTROS DE TRANSFORMACIÓN 1 Y 2**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 840



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 841

**PLN-03-006 LÍNEAS DE CA EN BT PARA EL CONSUMO POSTERIOR
DE MOTORES DE LOS SEGUIDORES DE LOS SUBCAMPOS**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 842



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 843

**PLN-03-007-1 LÍNEAS DE CA EN BT PARA EL CONSUMO DE LOS
MOTORES DE LOS SEGUIDORES SOLARES (1-6)**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 844



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 845

**PLN-03-007-2 LÍNEAS DE CA EN BT PARA EL CONSUMO DE LOS
MOTORES DE LOS SEGUIDORES SOLARES (6-11)**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 846



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 847

**PLN-03-008 ESQUEMA UNIFILAR DE LA INSTALACIÓN DE
CONSUMO DE LA ENERGÍA**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 848



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 849

**PLN-03-009-1 ESQUEMA UNIFILAR DE LAS LÍNEAS QUE
SUMINISTRAN LA ENERGÍA A LOS MOTORES DE LOS
SEGUIDORES SOLARES CORRESPONDIENTES A LOS SUBCAMPOS
1, 2, 3, 4, 8, 9, 10, 11**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 850



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 851

**PLN-03-009-2 ESQUEMA UNIFILAR DE LAS LÍNEAS QUE
SUMINISTRAN LA ENERGÍA A LOS MOTORES DE LOS
SEGUIDORES SOLARES CORRESPONDIENTES A LOS SUBCAMPOS
5, 6, 7**



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 852



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 853

PLN-04-001 LÍNEA AÉREA SIMPLE LA-56 VISTA PLANTA



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 854



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 855

PLN-04-002 APOYOS



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 856



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 857

PLN-04-003 APOYOS ADOPTADOS



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 858



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 859

PLN-04-004 CRUCETAS



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 860



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 861

PLN-04-005-1 LÍNEA AÉREA SIMPLE LA-56 VISTA PERFIL



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 862



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 863

PLN-04-005-2 LÍNEA AÉREA SIMPLE LA-56 VISTA PERFIL



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLANOS

PÁGINA 864



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Estudio básico y análisis de rentabilidad de la instalación de huerto solar de 1 MW e instalación de MT asociada.

4. PLIEGO DE CONDICIONES

Titulación: Ingeniería Industrial

Alumno: Alberto Marín Salas

Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, 8 de Septiembre de 2014



4.1. Condiciones generales:

4.1.1.Objeto

Este Pliego de Condiciones determina los requisitos a que se debe ajustar la ejecución de instalaciones para la distribución de energía eléctrica cuyas características técnicas estarán especificadas en el correspondiente Proyecto.

4.1.2.Campo de aplicación

Este Pliego de Condiciones aplica a todo aquello relacionado con la instalación de generador fotovoltaico de 1 MW.

Los Pliegos de Condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

4.1.3.Disposiciones generales

El Contratista está obligado al cumplimiento de la Reglamentación del Trabajo correspondiente, la contratación del Seguro Obligatorio, Subsidio familiar y de vejez, Seguro de Enfermedad y todas aquellas reglamentaciones de carácter social vigentes o que en lo sucesivo se dicten. En particular, deberá cumplir lo dispuesto en la Norma UNE 24042 “Contratación de Obras. Condiciones Generales”, siempre que no lo modifique el presente Pliego de Condiciones.

El Contratista deberá estar clasificado, según Orden del Ministerio de Hacienda, en el Grupo, Subgrupo y Categoría correspondientes al Proyecto y que se fijará en el Pliego de Condiciones Particulares, en caso de que proceda. Igualmente deberá ser Instalador, provisto del correspondiente documento de calificación empresarial.

4.1.3.1. Condiciones facultativas legales

Las obras del Proyecto, además de lo prescrito en el presente Pliego de Condiciones, se regirán por lo especificado en:

- a) Reglamentación General de Contratación según Decreto 3410/75, de 25 de noviembre.
- b) Pliego de Condiciones Generales para la Contratación de Obras Públicas aprobado por Decreto 3854/70, de 31 de diciembre.



c) Artículo 1588 y siguientes del Código Civil, en los casos que sea procedente su aplicación al contrato de que se trate.

d) Decreto de 12 de marzo de 1954 por el que se aprueba el Reglamento de Verificaciones eléctricas y Regularidad en el suministro de energía.

e) Real Decreto 3275/1982 de 12 de Noviembre, sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, así como las Órdenes de 6 de julio de 1984, de 18 de octubre de 1984 y de 27 de noviembre de 1987, por las que se aprueban y actualizan las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre dicho reglamento.

f) Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de Alta Tensión (en adelante RLAT) y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (Decreto 223/2008, de 15 de febrero).

g) Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002).

h) Normas particulares y de normalización de la compañía suministradora de Energía Eléctrica.

i) Ley 31/1995, de 8 de noviembre, sobre Prevención de Riesgos laborales y RD 162/97 sobre Disposiciones mínimas en materia de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

4.1.3.2. Seguridad en el trabajo

El Contratista está obligado a cumplir las condiciones que se indican en el apartado “i” del párrafo 4.1.3.1., de este Pliego de Condiciones y cuantas en esta materia fueran de pertinente aplicación.

Asimismo, deberá proveer cuanto fuese preciso para el mantenimiento de las máquinas, herramientas, materiales y útiles de trabajo en debidas condiciones de seguridad.

Mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos en tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal; los metros, reglas, mangos de aceiteras, útiles limpiadores, etc., que se utilicen no deben ser de material conductor. Se llevarán las herramientas o equipos en bolsas y se utilizará calzado aislante o al menos sin herrajes ni clavos en suelas.



El personal de la Contrata viene obligado a usar todos los dispositivos y medios de protección personal, herramientas y prendas de seguridad exigidos para eliminar o reducir los riesgos profesionales tales como casco, gafas, banqueta aislante, etc., pudiendo el Director de Obra suspender los trabajos, si estima que el personal de la Contrata está expuesto a peligros que son corregibles.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista, ordenándolo por escrito, el cese en la obra de cualquier empleado u obrero que, por imprudencia temeraria, fuera capaz de producir accidentes que hicieran peligrar la integridad física del propio trabajador o de sus compañeros.

El Director de Obra podrá exigir del Contratista en cualquier momento, antes o después de la iniciación de los trabajos, que presente los documentos acreditativos de haber formalizado los regímenes de Seguridad Social de todo tipo (afiliación, accidente, enfermedad, etc.) en la forma legalmente establecida.

4.1.3.3. Seguridad pública

El Contratista deberá tomar todas las precauciones máximas en todas las operaciones y usos de equipos para proteger a las personas, animales y cosas de los peligros procedentes del trabajo, siendo de su cuenta las responsabilidades que por tales accidentes se ocasionen.

El Contratista mantendrá póliza de Seguros que proteja suficientemente a él y a sus empleados u obreros frente a las responsabilidades por daños, responsabilidad civil, etc., que en uno y otro pudieran incurrir para el Contratista o para terceros, como consecuencia de la ejecución de los trabajos.

4.1.4. Organización del trabajo

El Contratista ordenará los trabajos en la forma más eficaz para la perfecta ejecución de los mismos y las obras se realizarán siempre siguiendo las indicaciones del Director de Obra, al amparo de las condiciones siguientes:



4.1.4.1. Datos de la obra

Se entregará al Contratista una copia de los planos y pliegos de condiciones del Proyecto, así como cuantos planos o datos necesite para la completa ejecución de la Obra.

El Contratista podrá tomar nota o sacar copia a su costa de la Memoria, Presupuesto y Anexos del Proyecto, así como segundas copias de todos los documentos.

El Contratista se hace responsable de la buena conservación de los originales de donde obtenga las copias, los cuales serán devueltos al Director de Obra después de su utilización.

Por otra parte, en un plazo máximo de dos meses, después de la terminación de los trabajos, el Contratista deberá actualizar los diversos planos y documentos existentes, de acuerdo con las características de la obra terminada, entregando al Director de Obra dos expedientes completos relativos a los trabajos realmente ejecutados.

No se harán por el Contratista alteraciones, correcciones, omisiones, adiciones o variaciones sustanciales en los datos fijados en el Proyecto, salvo aprobación previa por escrito del Director de Obra.

4.1.4.2. Replanteo de la obra

El Director de Obra, una vez que el Contratista esté en posesión del Proyecto y antes de comenzar las obras, deberá hacer el replanteo de las mismas, con especial atención en los puntos singulares, entregando al Contratista las referencias y datos necesarios para fijar completamente la ubicación de los mismos.

Se levantará por duplicado Acta, en la que constarán, claramente, los datos entregados, firmado por el Director de Obra y por el representante del Contratista.

Los gastos de replanteo serán de cuenta del Contratista.



4.1.4.3. Mejoras y variaciones del proyecto

No se considerarán como mejoras ni variaciones del Proyecto más que aquellas que hayan sido ordenadas expresamente por escrito por el Director de Obra y convenido precio antes de proceder a su ejecución.

Las obras accesorias o delicadas, no incluidas en los precios de adjudicación, podrán ejecutarse con personal independiente del Contratista.

4.1.4.4. Recepción del material

El Director de Obra de acuerdo con el Contratista dará a su debido tiempo su aprobación sobre el material suministrado y confirmará que permite una instalación correcta.

La vigilancia y conservación del material suministrado será por cuenta del Contratista.

4.1.4.5. Organización

El Contratista actuará de patrono legal, aceptando todas las responsabilidades correspondientes y quedando obligado al pago de los salarios y cargas que legalmente están establecidas, y en general, a todo cuanto se legisle, decrete u ordene sobre el particular antes o durante la ejecución de la obra.

Dentro de lo estipulado en el Pliego de Condiciones, la organización de la Obra, así como la determinación de la procedencia de los materiales que se empleen, estará a cargo del Contratista a quien corresponderá la responsabilidad de la seguridad contra accidentes.

El Contratista deberá, sin embargo, informar al Director de Obra de todos los planes de organización técnica de la Obra, así como de la procedencia de los materiales y cumplimentar cuantas órdenes le de éste en relación con datos extremos.

En las obras por administración, el Contratista deberá dar cuenta diaria al Director de Obra de la admisión de personal, compra de materiales, adquisición o alquiler de elementos auxiliares y cuantos gastos haya de efectuar. Para los contratos de trabajo, compra de material o alquiler de elementos auxiliares, cuyos salarios,



precios o cuotas sobrepasen en más de un 5% de los normales en el mercado, solicitará la aprobación previa del Director de Obra, quien deberá responder dentro de los ocho días siguientes a la petición, salvo casos de reconocida urgencia, en los que se dará cuenta posteriormente.

4.1.4.6. Facilidades para la inspección

El Contratista proporcionará al Director de Obra o Delegados y colaboradores, toda clase de facilidades para los replanteos, reconocimientos, mediciones y pruebas de los materiales, así como la mano de obra necesaria para los trabajos que tengan por objeto comprobar el cumplimiento de las condiciones establecidas, permitiendo el acceso a todas las partes de la obra e incluso a los talleres o fábricas donde se produzcan los materiales o se realicen trabajos para las obras.

4.1.4.7. Ensayos

Los ensayos, análisis y pruebas que deban realizarse para comprobar si los materiales reúnen las condiciones exigibles, se verificarán por la Dirección Técnica, o bien, si ésta lo estima oportuno, por el correspondiente Laboratorio Oficial.

Todos los gastos de pruebas y análisis serán de cuenta del Contratista.

4.1.4.8. Limpieza y seguridad en las obras

Es obligación del Contratista mantener limpias las obras y sus inmediaciones de escombros y materiales, y hacer desaparecer las instalaciones provisionales que no sean precisas, así como adoptar las medidas y ejecutar los trabajos necesarios para que las obras ofrezcan un buen aspecto a juicio de la Dirección técnica.

Se tomarán las medidas oportunas de tal modo que durante la ejecución de las obras se ofrezca seguridad absoluta, en evitación de accidentes que puedan ocurrir por deficiencia en esta clase de precauciones; durante la noche estarán los puntos de trabajo perfectamente alumbrados y cercados los que por su índole fueran peligrosos.

4.1.4.9. Medios auxiliares

No se abonarán en concepto de medios auxiliares más cantidades que las que figuren explícitamente consignadas en presupuesto, entendiéndose que en todos los



demás casos el costo de dichos medios está incluido en los correspondientes precios del presupuesto.

4.1.4.10. Ejecución de las obras

Las obras se ejecutarán conforme al Proyecto y a las condiciones contenidas en este Pliego de Condiciones y en el Pliego Particular si lo hubiera y de acuerdo con las especificaciones señaladas en el de Condiciones Técnicas.

El Contratista, salvo aprobación por escrito del Director de Obra, no podrá hacer ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza tanto en la ejecución de la obra en relación con el Proyecto como en las Condiciones Técnicas especificadas, sin perjuicio de lo que en cada momento pueda ordenarse por el Director de Obra a tenor de lo dispuesto en el último párrafo del apartado 4.1.4.1.

El Contratista no podrá utilizar en los trabajos personal que no sea de su exclusiva cuenta y cargo, salvo lo indicado en el apartado 4.1.4.3.

Igualmente, será de su exclusiva cuenta y cargo aquel personal ajeno al propiamente manual y que sea necesario para el control administrativo del mismo.

El Contratista deberá tener al frente de los trabajos un técnico suficientemente especializado a juicio del Director de Obra.

4.1.4.11. Subcontratación de las obras

Salvo que el contrato disponga lo contrario o que de su naturaleza y condiciones se deduzca que la Obra ha de ser ejecutada directamente por el adjudicatario, podrá éste concertar con terceros la realización de determinadas unidades de obra.

La celebración de los subcontratos estará sometida al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- a) Que se dé conocimiento por escrito al Director de Obra del subcontrato a celebrar, con indicación de las partes de obra a realizar y sus condiciones económicas, a fin de que aquél lo autorice previamente.



- b) Que las unidades de obra que el adjudicatario contrate con terceros no exceda del 50% del presupuesto total de la obra principal.

En cualquier caso el Contratista no quedará vinculado en absoluto ni reconocerá ninguna obligación contractual entre él y el subcontratista y cualquier subcontratación de obras no eximirá al Contratista de ninguna de sus obligaciones respecto al Contratante.

4.1.4.12. Plazo de ejecución

Los plazos de ejecución, total y parciales, indicados en el contrato, se empezarán a contar a partir de la fecha de replanteo.

El Contratista estará obligado a cumplir con los plazos que se señalen en el contrato para la ejecución de las obras y que serán improrrogables.

No obstante lo anteriormente indicado, los plazos podrán ser objeto de modificaciones cuando así resulte por cambios determinados por el Director de Obra debidos a exigencias de la realización de las obras y siempre que tales cambios influyan realmente en los plazos señalados en el contrato.

Si por cualquier causa, ajena por completo al Contratista, no fuera posible empezar los trabajos en la fecha prevista o tuvieran que ser suspendidos una vez empezados, se concederá por el Director de Obra, la prórroga estrictamente necesaria.

4.1.4.13. Recepción provisional

Una vez terminadas las obras y a los quince días siguientes a la petición del Contratista se hará la recepción provisional de las mismas por el Contratante, requiriendo para ello la presencia del Director de Obra y del representante del Contratista, levantándose la correspondiente Acta, en la que se hará constar la conformidad con los trabajos realizados, si este es el caso. Dicho Acta será firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista, dándose la obra por recibida si se ha ejecutado correctamente de acuerdo con las especificaciones dadas en el Pliego de Condiciones Técnicas y en el Proyecto correspondiente, comenzándose entonces a contar el plazo de garantía.



En el caso de no hallarse la Obra en estado de ser recibida, se hará constar así en el Acta y se darán al Contratista las instrucciones precisas y detalladas para remediar los defectos observados, fijándose un plazo de ejecución. Expirado dicho plazo, se hará un nuevo reconocimiento. Las obras de reparación serán por cuenta y a cargo del Contratista. Si el Contratista no cumpliese estas prescripciones podrá declararse rescindido el contrato con pérdida de la fianza.

La forma de recepción se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas correspondiente.

4.1.4.14. Periodos de garantía

El periodo de garantía será el señalado en el contrato y empezará a contar desde la fecha de aprobación del Acta de Recepción.

Hasta que tenga lugar la recepción definitiva, el Contratista es responsable de la conservación de la Obra, siendo de su cuenta y cargo las reparaciones por defectos de ejecución o mala calidad de los materiales.

Durante este periodo, el Contratista garantizará al Contratante contra toda reclamación de terceros, fundada en causa y por ocasión de la ejecución de la Obra.

4.1.4.15. Recepción definitiva

Al terminar el plazo de garantía señalado en el contrato o en su defecto a los seis meses de la recepción provisional, se procederá a la recepción definitiva de las obras, con la concurrencia del Director de Obra y del representante del Contratista levantándose el Acta correspondiente, por duplicado (si las obras son conformes), que quedará firmada por el Director de Obra y el representante del Contratista y ratificada por el Contratante y el Contratista.

4.1.4.16. Pago de obras

El pago de obras realizadas se hará sobre Certificaciones parciales que se practicarán mensualmente. Dichas Certificaciones contendrán solamente las unidades de obra totalmente terminadas que se hubieran ejecutado en el plazo a que se



refieran. La relación valorada que figure en las Certificaciones, se hará con arreglo a los precios establecidos, reducidos en un 10% y con la cubicación, planos y referencias necesarias para su comprobación.

Serán de cuenta del Contratista las operaciones necesarias para medir unidades ocultas o enterradas, si no se ha advertido al Director de Obra oportunamente para su medición, los gastos de replanteo, inspección y liquidación de las mismas, con arreglo a las disposiciones vigentes, y los gastos que se originen por inspección y vigilancia facultativa, cuando la Dirección Técnica estime preciso establecerla.

La comprobación, aceptación o reparos deberán quedar terminadas por ambas partes en un plazo máximo de quince días.

El Director de Obra expedirá las Certificaciones de las obras ejecutadas que tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, rectificables por la liquidación definitiva o por cualquiera de las Certificaciones siguientes, no suponiendo por otra parte, aprobación ni recepción de las obras ejecutadas y comprendidas en dichas Certificaciones.

4.1.4.17. Abono de materiales acopiados

Cuando a juicio del Director de Obra no haya peligro de que desaparezca o se deterioren los materiales acopiados y reconocidos como útiles, se abonarán con arreglo a los precios descompuestos de la adjudicación. Dicho material será indicado por el Director de Obra que lo reflejará en el Acta de recepción de Obra, señalando el plazo de entrega en los lugares previamente indicados. El Contratista será responsable de los daños que se produzcan en la carga, transporte y descarga de este material.

La restitución de las bobinas vacías se hará en el plazo de un mes, una vez que se haya instalado el cable que contenían. En caso de retraso en su restitución, deterioro o pérdida, el Contratista se hará también cargo de los gastos suplementarios que puedan resultar.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 877

4.1.5. Disposición final

La concurrencia a cualquier Subasta, Concurso o Concurso-Subasta cuyo Proyecto incluya el presente Pliego de Condiciones Generales, presupone la plena aceptación de todas y cada una de sus cláusulas.



4.2. Condiciones Técnicas del generador solar fotovoltaico de 1 MW

4.2.1.Objeto

Este Pliego de Condiciones determina las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a red, haciéndose constar las características y requerimientos exigidos, que deberán cumplir los materiales utilizados en la obra, así como la forma y manera en que se han de realizar las instalaciones.

4.2.1.1. Características de la empresa instaladora

La empresa instaladora, cumplirá todos los requisitos de la normativa vigente ITC-BT-03 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, para la instalación que se proyecta.

4.2.1.2. Componentes y materiales de la instalación

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de la instalación fotovoltaica no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable. Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección



frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. De los mismos, estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

4.2.1.2.1. Generador Fotovoltaico

Los módulos fotovoltaicos a utilizar, serán del modelo X21-345 de 345 W y estarán constituidos por 96 células solares mono cristalinas de 130 mm x 130 mm conectados en serie. Las características y especificaciones técnicas de este módulo se describen en la memoria del presente proyecto, ajustándose a las siguientes exigencias:

- Dispondrá del certificado oficial de conformidad expedido por laboratorio reconocido.
- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- La Garantía de los materiales que componen el módulo fotovoltaico durante 25 años.
- Los módulos X21-345 tienen garantía de una potencia de salida al menos del 95% de la potencia nominal especificada en la documentación técnica del producto durante los 5 primeros años.
- Los marcos serán de aluminio anodinado en negra/ natural.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Todos los módulos que integran la instalación serán del mismo modelo.

4.2.1.2.2. Estructura Soporte

Los módulos Fotovoltaicos que constituyen la parte generadora de electricidad, se ubicarán sobre un seguidor solar a dos ejes cuya fijación al suelo, se efectuará mediante una zapata, sobre la cual se empotrá el mástil que soporta el seguidor. En todo caso, el fabricante del seguidor dará las garantías en cuanto a seguridad, análisis estructural, anclaje, fijación, sistema eléctrico, sistema hidráulico y mantenimiento.



4.2.1.2.3. Obra Civil

La obra civil se ajustará a lo especificado en el apartado 1.6.1 de la memoria descriptiva del presente proyecto.

4.2.1.2.4. Inversores

Los inversores utilizados serán del fabricante INGETEAM S.A., modelo INGECON SUN 500 TL M 400 descrito en la memoria del presente proyecto.

El funcionamiento del inversor es completamente automático. Cuando los módulos solares comienzan el alba con la generación de potencia suficiente, la unidad de control y regulación comienza con la supervisión de la tensión y frecuencia de red. El inversor solar comienza con la alimentación en cuanto dispone de una irradiación solar suficiente.

4.2.1.2.5. Cableado

Los conductores empleados serán de cobre y tendrán las secciones mínimas indicadas en la memoria del presente proyecto y esquema unifilar para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de corriente continua deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% y los de la parte de corriente alterna deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5% (2%) teniendo en ambos casos de referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Los conductores positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente. Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE-21123.

Los conductores de CC y CA, deberán tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de engancho por el tránsito normal de personas.



4.2.1.2.6. Cajas de conexión

Las cajas de conexión para efectuar el conexionado del generador fotovoltaico serán de material aislante de clase A, con un grado de protección mínimo del tipo IP 65, según UNE 20324. Serán aptas para alojar en su interior los materiales y protecciones especificados en la memoria del presente proyecto.

4.2.1.2.7. Protecciones y Medida

Las características de los elementos de maniobra y protección así como medida coincidirán exactamente con las especificaciones en la memoria del presente proyecto y esquema unifilar, cumpliendo con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10 y 11) y normas de la Compañía Suministradora Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U.

4.2.1.2.8. Puesta a tierra de la instalación fotovoltaica

El sistema de puesta a tierra, se realizará conforme a lo especificadas en la memoria del presente proyecto, en todo caso, cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

4.2.1.2.9. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Se cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de Baja Tensión.

4.2.1.2.10. Componentes no consignados en este Pliego de Condiciones

Los demás componentes deberán cumplir las especificaciones apuntadas en el proyecto, así como las normas que le sean de aplicación.

4.2.1.3. Ejecución de las instalaciones

Todas las normas de instalación se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas. Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, emanadas de



organismos oficiales y en particular las de la Compañía Suministradora de electricidad Iberdrola Distribución Eléctrica S.A.U.

El contratista, salvo aprobación por escrito del Director de Obra, no podrá hacer ninguna alteración o modificación de cualquier naturaleza tanto en la ejecución de la obra en relación con el proyecto como en las condiciones técnicas especificadas, sin perjuicio de lo que en cada momento pueda ordenarse por el Director de Obra.

4.2.1.4. Recepción y Pruebas Reglamentarias

El instalador, entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar.

Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará una oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este proyecto, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente



durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema de suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:

- Entrega de toda la documentación requerida en este pliego de condiciones.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Durante este periodo el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía mínima de cinco años.
- No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

4.2.1.5. Cálculo de la radiación y producción pronosticada

4.2.1.5.1. Cálculo de la producción anual esperada

En este pliego de condiciones de la planta fotovoltaica, se incluirán las producciones mensuales máximas teóricas en función de la irradiancia, la potencia instalada y el rendimiento de la instalación.

Los datos de entrada que se aportan, son los siguientes.

1 - G_{dm} (0) - Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal, en kWh/(m².día), estos valores se han obtenido a partir de la siguiente fuente: Atlas de radiación solar y temperatura ambiente en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia.



2 - $G_{dm}(\alpha, \beta)$ - Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m².día), obtenido a partir del anterior. En nuestro caso las placas están orientadas al sur por lo que el ángulo azimut será igual a $\alpha = 0$ y la inclinación, β la anual (27,65°).

3 - Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR

Eficiencia energética de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- La dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- La eficiencia del cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética del inversor.
- Otros.

Se han escogido los mismos valores que los que se muestran en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE.

4 – Ecuación de la energía inyectada:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \times P_{mp} \times PR}{G_{CEM}}$$

Siendo:

P_{mp} = Potencia pico del generador

G_{CEM} = 1 kW/m²

5 - Los datos se presentan en la siguiente tabla con los valores medios diarios, mensuales y producción pronosticada anualmente por el generador fotovoltaico.



Tabla 23 Energía (kWh) inyectada por el generador

	Gdm(0) (kWh/(m ² día))	Gdm(0°, 27,65°) (kWh/(m ² día))	PR	Incremento Rendimiento Seguidor	Ep (kWh/día)	Días	Ep (kWh/mes)
ENERO	2,427	3,733	0,851	35%	4.296,72	31	133.198,31
FEBRERO	3,319	4,642	0,844	35%	5.299,04	28	148.373,07
MARZO	4,517	5,319	0,801	35%	5.762,51	31	178.637,93
ABRIL	5,713	6,074	0,802	35%	6.588,68	30	197.660,50
MAYO	6,636	6,430	0,796	35%	6.922,67	31	214.602,71
JUNIO	6,965	6,481	0,768	35%	6.732,13	30	201.964,00
JULIO	6,640	6,296	0,753	35%	6.412,23	31	198.779,17
AGOSTO	5,715	5,835	0,757	35%	5.974,29	31	185.202,95
SEPTIEMBRE	4,472	5,066	0,769	35%	5.269,16	30	158.074,66
OCTUBRE	3,247	4,183	0,807	35%	4.565,74	31	141.537,84
NOVIEMBRE	2,358	3,537	0,837	35%	4.004,15	30	120.124,40
DICIEMBRE	2,057	3,243	0,850	35%	3.728,34	31	115.578,50
Producción pronosticada anual (kWh/año):							1.993.734,05

4.2.2.Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

4.2.2.1. Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento preventivo y correctivo de al menos cinco años. Dicho contrato de mantenimiento de la instalación incluirá todos los elementos de la instalación con las labores de mantenimiento preventivo aconsejados por los diferentes fabricantes.

4.2.2.2. Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de la instalación de energía solar fotovoltaica conectada a red que nos ocupa.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo



El plan de mantenimiento preventivo, englobará las operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la misma. Incluirá al menos una visita semestral en las que se realizarán las siguientes actividades:

- Comprobación de las protecciones eléctricas.
- Comprobación del estado de los módulos: comprobación de la situación respecto al proyecto original y verificación del estado de las conexiones.
- Comprobación del estado del inversor: funcionamiento, lámparas de señalización, alarmas, etc.
- Comprobación del estado mecánico de cables, terminales, pletinas, transformadores, ventiladores, uniones, reaprietes y limpieza.

El plan de mantenimiento correctivo, englobará todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil, que incluye:

- La visita a la instalación en los plazos indicados, y cada vez que el usuario lo requieran por avería grave en la misma.
- El análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la instalación.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del periodo de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora, que realizará un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas.



4.2.2.3. Garantías

Sin perjuicio de cualquier posible reclamación a terceros, la instalación será reparada si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la certificación de la instalación.

En el aspecto económico la garantía comprende la reparación o reposición, en su caso, de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, así como la mano de obra empleada en la reparación o reposición durante el plazo de vigencia de la garantía.

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador.



4.3. Condiciones Técnicas para la ejecución y montaje de instalaciones eléctricas en baja tensión

4.3.1. Condiciones generales

Todos los materiales a emplear en la presente instalación serán de primera calidad y reunirán las condiciones exigidas en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y demás disposiciones vigentes referentes a materiales y prototipos de construcción.

Todos los materiales podrán ser sometidos a los análisis o pruebas, por cuenta de la contrata, que se crean necesarios para acreditar su calidad. Cualquier otro que haya sido especificado y sea necesario emplear deberá ser aprobado por la Dirección Técnica, bien entendiendo que será rechazado el que no reúna las condiciones exigidas por la buena práctica de la instalación.

Los materiales no consignados en proyecto que dieran lugar a precios contradictorios reunirán las condiciones de bondad necesarias, a juicio de la Dirección Facultativa, no teniendo el contratista derecho a reclamación alguna por estas condiciones exigidas.

Todos los trabajos incluidos en el presente proyecto se ejecutarán esmeradamente, con arreglo a las buenas prácticas de las instalaciones eléctricas, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, y cumpliendo estrictamente las instrucciones recibidas por la Dirección Facultativa, no pudiendo, por tanto, servir de pretexto al contratista la baja en subasta, para variar esa esmerada ejecución ni la primerísima calidad de las instalaciones proyectadas en cuanto a sus materiales y mano de obra, ni pretender proyectos adicionales.

4.3.2. Canalizaciones eléctricas

Los cables se colocarán dentro de tubos o canales, fijados directamente sobre las paredes, enterrados, directamente empotrados en estructuras, en el interior de huecos de la construcción, bajo molduras, en bandeja o soporte de bandeja, según se indica en Memoria, Planos y Mediciones.



Antes de iniciar el tendido de la red de distribución, deberán estar ejecutados los elementos estructurales que hayan de soportarla o en los que vaya a ser empotrada: forjados, tabiquería, etc. Salvo cuando al estar previstas se hayan dejado preparadas las necesarias canalizaciones al ejecutar la obra previa, deberá replantearse sobre ésta en forma visible la situación de las cajas de mecanismos, de registro y protección, así como el recorrido de las líneas, señalando de forma conveniente la naturaleza de cada elemento.

4.3.2.1. Conductores aislados bajo tubos protectores

Los tubos protectores pueden ser:

- Tubo y accesorios metálicos
- Tubo y accesorios no metálicos
- Tubo y accesorios compuestos (constituidos por materiales metálicos y no metálicos)

Los tubos se clasifican según lo dispuesto en las normas siguientes:

- UNE-EN 50.086 -2-1: Sistemas de tubos rígidos
- UNE-EN 50.086 -2-2: Sistemas de tubos curvables
- UNE-EN 50.086 -2-3: Sistemas de tubos flexibles
- UNE-EN 50.086 -2-4: Sistemas de tubos enterrados

Las características de protección de la unión entre el tubo y sus accesorios no deben ser inferiores a los declarados para el sistema de tubos.

a superficie interior de los tubos no deberá presentar en ningún punto aristas, asperezas o fisuras susceptibles de dañar los conductores o cables aislados o de causar heridas a instaladores o usuarios.

Las dimensiones de los tubos no enterrados y con unión roscada utilizados en las instalaciones eléctricas son las que se prescriben en la UNE-EN 60.423. Para los tubos enterrados, las dimensiones se corresponden con las indicadas en la norma UNE-EN 50.086 -2-4. Para el resto de los tubos, las dimensiones serán las establecidas en la norma correspondiente de las citadas anteriormente. La denominación se realizará en función del diámetro exterior.



El diámetro interior mínimo deberá ser declarado por el fabricante.

En lo relativo a la resistencia a los efectos del fuego considerados en la norma particular para cada tipo de tubo, se seguirá lo establecido por la aplicación de la Directiva de Productos de la Construcción (89/106/CEE).

4.3.2.2. Conductores aislados fijados directamente sobre las paredes

Estas instalaciones se establecerán con cables de tensiones asignadas no inferiores a 0,6/1 kV, provistos de aislamiento y cubierta (se incluyen cables armados o con aislamiento mineral).

Para la ejecución de las canalizaciones se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

- Se fijarán sobre las paredes por medio de bridas, abrazaderas, o collares de forma que no perjudiquen las cubiertas de los mismos.
- Con el fin de que los cables no sean susceptibles de doblarse por efecto de su propio peso, los puntos de fijación de los mismos estarán suficientemente próximos. La distancia entre dos puntos de fijación sucesivos, no excederá de 0,40 metros.
- Cuando los cables deban disponer de protección mecánica por el lugar y condiciones de instalación en que se efectúe la misma, se utilizarán cables armados. En caso de no utilizar estos cables, se establecerá una protección mecánica complementaria sobre los mismos.
- Se evitará curvar los cables con un radio demasiado pequeño y salvo prescripción en contra fijada en la Norma UNE correspondiente al cable utilizado, este radio no será inferior a 10 veces el diámetro exterior del cable.
- Los cruces de los cables con canalizaciones no eléctricas se podrán efectuar por la parte anterior o posterior a éstas, dejando una distancia mínima de 3 cm entre la superficie exterior de la canalización no eléctrica y la cubierta de los cables cuando el cruce se efectúe por la parte anterior de aquélla.
- Los extremos de los cables serán estancos cuando las características de los locales o emplazamientos así lo exijan, utilizándose a este fin cajas u otros



dispositivos adecuados. La estanqueidad podrá quedar asegurada con la ayuda de prensaestopas.

- Los empalmes y conexiones se harán por medio de cajas o dispositivos equivalentes provistos de tapas desmontables que aseguren a la vez la continuidad de la protección mecánica establecida, el aislamiento y la inaccesibilidad de las conexiones y permitiendo su verificación en caso necesario.

4.3.2.3. Conductores aislados enterrados

Las condiciones para estas canalizaciones, en las que los conductores aislados deberán ir bajo tubo salvo que tengan cubierta y una tensión asignada 0,6/1kV, se establecerán de acuerdo con lo señalado en la Instrucciones ITC-BT-07 e ITC-BT-21.

4.3.2.4. Normas de instalación en presencia de otras canalizaciones no eléctricas

En caso de proximidad de canalizaciones eléctricas con otras no eléctricas, se dispondrán de forma que entre las superficies exteriores de ambas se mantenga una distancia mínima de 3 cm. En caso de proximidad con conductos de calefacción, de aire caliente, vapor o humo, las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que no puedan alcanzar una temperatura peligrosa y, por consiguiente, se mantendrán separadas por una distancia conveniente o por medio de pantallas calorífugas.

Las canalizaciones eléctricas no se situarán por debajo de otras canalizaciones que puedan dar lugar a condensaciones, tales como las destinadas a conducción de vapor, de agua, de gas, etc., a menos que se tomen las disposiciones necesarias para proteger las canalizaciones eléctricas contra los efectos de estas condensaciones.

4.3.2.5. Accesibilidad a las instalaciones

Las canalizaciones deberán estar dispuestas de forma que faciliten su maniobra, inspección y acceso a sus conexiones. Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que mediante la conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.



En toda la longitud de los pasos de canalizaciones a través de elementos de la construcción, tales como muros, tabiques y techos, no se dispondrán empalmes o derivaciones de cables, estando protegidas contra los deterioros mecánicos, las acciones químicas y los efectos de la humedad.

Las cubiertas, tapas o envolventes, mandos y pulsadores de maniobra de aparatos tales como mecanismos, interruptores, bases, reguladores, etc., instalados en los locales húmedos o mojados, serán de material aislante.

4.3.3. Conductores

Los conductores utilizados se regirán por las especificaciones del proyecto, según se indica en Memoria, Planos y Mediciones.

4.3.3.1. Materiales

Los conductores serán del siguiente tipo:

- De 0,6/1 kV de tensión nominal.
- Conductor: de cobre
- Formación: uni-bi-tri-tetrapolares.
- Aislamiento: policloruro de vinilo (PVC) o polietileno reticulado (XLPE).
- Tensión de prueba: 4.000 V.
- Normativa de aplicación: UNE 21.123.

Los conductores de cobre electrolítico se fabricarán de calidad y resistencia mecánica uniforme, y su coeficiente de resistividad a 20 °C será del 98 % al 100 %. Irán provistos de baño de recubrimiento de estaño, que deberá resistir la siguiente prueba: A una muestra limpia y seca de hilo estañado se le da la forma de círculo de diámetro equivalente a 20 o 30 veces el diámetro del hilo, a continuación de lo cual se sumerge durante un minuto en una solución de ácido hidrociorídrico de 1,088 de peso específico a una temperatura de 20 °C. Esta operación se efectuará dos veces, después de lo cual no deberán apreciarse puntos negros en el hilo. La capacidad mínima del aislamiento de los conductores será de 500 V.



Los conductores de sección igual o superior a 6 mm^2 deberán estar constituidos por cable obtenido por trenzado de hilo de cobre del diámetro correspondiente a la sección del conductor de que se trate.

4.3.3.2. Dimensionado

Para la selección de los conductores activos del cable adecuado a cada carga se usará el más desfavorable entre los siguientes criterios:

- Intensidad máxima admisible. Como intensidad se tomará la propia de cada carga. Partiendo de las intensidades nominales así establecidas, se elegirá la sección del cable que admita esa intensidad de acuerdo a las prescripciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión ITC-BT-19 o las recomendaciones del fabricante, adoptando los oportunos coeficientes correctores según las condiciones de la instalación. En cuanto a coeficientes de mayoración de la carga, se deberán tener presentes las Instrucciones ITC-BT-44 para receptores de alumbrado e ITC-BT-47 para receptores de motor.
- Caída de tensión en servicio. La sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier punto de utilización, sea menor del 3 % de la tensión nominal en el origen de la instalación, para alumbrado, y del 5 % para los demás usos, considerando alimentados todos los receptores susceptibles de funcionar simultáneamente. Para la derivación individual la caída de tensión máxima admisible será del 1,5 %. El valor de la caída de tensión podrá compensarse entre la de la instalación interior y la de la derivación individual, de forma que la caída de tensión total sea inferior a la suma de los valores límites especificados para ambas.
- Caída de tensión transitoria. La caída de tensión en todo el sistema durante el arranque de motores no debe provocar condiciones que impidan el arranque de los mismos, desconexión de los contactores, parpadeo de alumbrado, etc.

La sección del conductor neutro será la especificada en la Instrucción ITC-BT-07, apartado 1, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación.



Los conductores de protección serán del mismo tipo que los conductores activos especificados en el apartado anterior, y tendrán una sección mínima igual a la fijada por la tabla 2 de la ITC-BT-18, en función de la sección de los conductores de fase o polares de la instalación. Se podrán instalar por las mismas canalizaciones que éstos o bien en forma independiente, siguiéndose a este respecto lo que señalen las normas particulares de la empresa distribuidora de la energía.

4.3.3.3. Identificación de las instalaciones

Las canalizaciones eléctricas se establecerán de forma que por conveniente identificación de sus circuitos y elementos, se pueda proceder en todo momento a reparaciones, transformaciones, etc.

Los conductores de la instalación deben ser fácilmente identificables, especialmente por lo que respecta al conductor neutro y al conductor de protección. Esta identificación se realizará por los colores que presenten sus aislamientos. Cuando exista conductor neutro en la instalación o se prevea para un conductor de fase su pase posterior a conductor neutro, se identificarán éstos por el color azul claro. Al conductor de protección se le identificará por el color verde-amarillo. Todos los conductores de fase, o en su caso, aquellos para los que no se prevea su pase posterior a neutro, se identificarán por los colores marrón, negro o gris.

4.3.4. Cajas de empalme

Las conexiones entre conductores se realizarán en el interior de cajas apropiadas de material plástico resistente incombustible o metálicas, en cuyo caso estarán aisladas interiormente y protegidas contra la oxidación. Las dimensiones de estas cajas serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deban contener. Su profundidad será igual, por lo menos, a una vez y media el diámetro del tubo mayor, con un mínimo de 40 mm; el lado o diámetro de la caja será de al menos 80 mm. Cuando se quieran hacer estancas las entradas de los tubos en las cajas de conexión, deberán emplearse prensaestopas adecuados. En ningún caso se permitirá la unión de conductores, como empalmes o derivaciones por simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberá realizarse siempre utilizando bornes de conexión.



Los conductos se fijarán firmemente a todas las cajas de salida, de empalme y de paso, mediante contratueras y casquillos. Se tendrá cuidado de que quede al descubierto el número total de hilos de rosca al objeto de que el casquillo pueda ser perfectamente apretado contra el extremo del conducto, después de lo cual se apretará la contratuerca para poner firmemente el casquillo en contacto eléctrico con la caja.

Los conductos y cajas se sujetarán por medio de pernos de fiador en ladrillo hueco, por medio de pernos de expansión en hormigón y ladrillo macizo y clavos Split sobre metal. Los pernos de fiador de tipo tornillo se usarán en instalaciones permanentes, los de tipo de tuerca cuando se precise desmontar la instalación, y los pernos de expansión serán de apertura efectiva. Serán de construcciones sólidas y capaces de resistir una tracción mínima de 20 kg. No se hará uso de clavos por medio de sujeción de cajas o conductos.

4.3.5.Mecanismos y tomas de corriente

Los interruptores y conmutadores cortarán la corriente máxima del circuito en que estén colocados sin dar lugar a la formación de arco permanente, abriendo o cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia. Serán del tipo cerrado y de material aislante. Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura no pueda exceder de 65 °C en ninguna de sus piezas. Su construcción será tal que permita realizar un número total de 10.000 maniobras de apertura y cierre, con su carga nominal a la tensión de trabajo. Llevarán marcada su intensidad y tensiones nominales, y estarán probadas a una tensión de 500 a 1.000 voltios.

Las tomas de corriente serán de material aislante, llevarán marcadas su intensidad y tensión nominales de trabajo y dispondrán, como norma general, todas ellas de puesta a tierra.

Todos ellos irán instalados en el interior de cajas empotradas en los paramentos, de forma que al exterior sólo podrá aparecer el mando totalmente aislado y la tapa embellecedora.



En el caso en que existan dos mecanismos juntos, ambos se alojarán en la misma caja, la cual deberá estar dimensionada suficientemente para evitar falsos contactos.

4.3.6. Aparamenta de mando y protección

4.3.6.1. Cuadros eléctricos

Todos los cuadros eléctricos serán nuevos y se entregarán en obra sin ningún defecto. Estarán diseñados siguiendo los requisitos de estas especificaciones y se construirán de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y con las recomendaciones de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

Cada circuito en salida de cuadro estará protegido contra las sobrecargas y cortocircuitos. La protección contra corrientes de defecto hacia tierra se hará por circuito o grupo de circuitos según se indica en el proyecto, mediante el empleo de interruptores diferenciales de sensibilidad adecuada, según ITC-BT-24.

Los cuadros serán adecuados para trabajo en servicio continuo. Las variaciones máximas admitidas de tensión y frecuencia serán del + 5 % sobre el valor nominal.

Los cuadros serán diseñados para servicio interior, completamente estancos al polvo y la humedad, ensamblados y cableados totalmente en fábrica, y estarán constituidos por una estructura metálica de perfiles laminados en frío, adecuada para el montaje sobre el suelo, y paneles de cerramiento de chapa de acero de fuerte espesor, o de cualquier otro material que sea mecánicamente resistente y no inflamable.

Alternativamente, la cabina de los cuadros podrá estar constituida por módulos de material plástico, con la parte frontal transparente.

Las puertas estarán provistas con una junta de estanquidad de neopreno o material similar, para evitar la entrada de polvo.

Todos los cables se instalarán dentro de canaletas provista de tapa desmontable. Los cables de fuerza irán en canaletas distintas en todo su recorrido de las canaletas para los cables de mando y control.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 897

Los aparatos se montarán dejando entre ellos y las partes adyacentes de otros elementos una distancia mínima igual a la recomendada por el fabricante de los aparatos, en cualquier caso nunca inferior a la cuarta parte de la dimensión del aparato en la dirección considerada.

La profundidad de los cuadros será de 500 mm y su altura y anchura la necesaria para la colocación de los componentes e igual a un múltiplo entero del módulo del fabricante. Los cuadros estarán diseñados para poder ser ampliados por ambos extremos.

Los aparatos indicadores (lámparas, amperímetros, voltímetros, etc.), dispositivos de mando (pulsadores, interruptores, conmutadores, etc.), paneles sinópticos, etc., se montarán sobre la parte frontal de los cuadros.

Todos los componentes interiores, aparatos y cables, serán accesibles desde el exterior por el frente.

El cableado interior de los cuadros se llevará hasta una regleta de bornas situada junto a las entradas de los cables desde el exterior.

Las partes metálicas de la envoltura de los cuadros se protegerán contra la corrosión por medio de una imprimación a base de dos manos de pintura anticorrosiva y una pintura de acabado de color que se especifique en las Mediciones o, en su defecto, por la Dirección Técnica durante el transcurso de la instalación.

La construcción y diseño de los cuadros deberán proporcionar seguridad al personal y garantizar un perfecto funcionamiento bajo todas las condiciones de servicio, y en particular:

- Los compartimentos que hayan de ser accesibles para accionamiento o mantenimiento estando el cuadro en servicio no tendrán piezas en tensión al descubierto.
- El cuadro y todos sus componentes serán capaces de soportar las corrientes de cortocircuito (kA) según especificaciones reseñadas en planos y mediciones.



4.3.6.2. Interruptores automáticos

En el origen de la instalación y lo más cerca posible del punto de alimentación a la misma, se colocará el cuadro general de mando y protección, en el que se dispondrá un interruptor general de corte omnipolar, así como dispositivos de protección contra sobreintensidades de cada uno de los circuitos que parten de dicho cuadro.

La protección contra sobreintensidades para todos los conductores (fases y neutro) de cada circuito se hará con interruptores magnetotérmicos o automáticos de corte omnipolar, con curva térmica de corte para la protección a sobrecargas y sistema de corte electromagnético para la protección a cortocircuitos.

En general, los dispositivos destinados a la protección de los circuitos se instalarán en el origen de éstos, así como en los puntos en que la intensidad admisible disminuya por cambios debidos a sección, condiciones de instalación, sistema de ejecución o tipo de conductores utilizados. No obstante, no se exige instalar dispositivos de protección en el origen de un circuito en que se presente una disminución de la intensidad admisible en el mismo, cuando su protección quede asegurada por otro dispositivo instalado anteriormente.

Los interruptores serán de ruptura al aire y de disparo libre y tendrán un indicador de posición. El accionamiento será directo por polos con mecanismos de cierre por energía acumulada. El accionamiento será manual o manual y eléctrico, según se indique en el esquema o sea necesario por necesidades de automatismo. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominal de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

El interruptor de entrada al cuadro, de corte omnipolar, será selectivo con los interruptores situados aguas abajo, tras él.

Los dispositivos de protección de los interruptores serán relés de acción directa.



4.3.6.3. Fusibles

Los fusibles serán de alta capacidad de ruptura, limitadores de corriente y de acción lenta cuando vayan instalados en circuitos de protección de motores.

Los fusibles de protección de circuitos de control o de consumidores óhmicos serán de alta capacidad ruptura y de acción rápida.

Se dispondrán sobre material aislante e incombustible, y estarán contruidos de tal forma que no se pueda proyectar metal al fundirse. Llevarán marcadas la intensidad y tensión nominales de trabajo.

No serán admisibles elementos en los que la reposición del fusible pueda suponer un peligro de accidente. Estará montado sobre una empuñadura que pueda ser retirada fácilmente de la base.

4.3.6.4. Interruptores diferenciales

- 1) La protección contra contactos directos se asegurará adoptando las siguientes medidas:

Protección por aislamiento de las partes activas

Las partes activas deberán estar recubiertas de un aislamiento que no pueda ser eliminado más que destruyéndolo.

Protección por medio de barreras o envolventes

Las partes activas deben estar situadas en el interior de las envolventes o detrás de barreras que posean, como mínimo, el grado de protección IP XXB, según UNE20.324. Si se necesitan aberturas mayores para la reparación de piezas o para el buen funcionamiento de los equipos, se adoptarán precauciones apropiadas para impedir que las personas o animales domésticos toquen las partes activas y se garantizará que las personas sean conscientes del hecho de que las partes activas no deben ser tocadas voluntariamente.

Las superficies superiores de las barreras o envolventes horizontales que son fácilmente accesibles, deben responder como mínimo al grado de protección IP4X o IP XXD.



Las barreras o envolventes deben fijarse de manera segura y ser de una robustez y durabilidad suficientes para mantener los grados de protección exigidos, con una separación suficiente de las partes activas en las condiciones normales de servicio, teniendo en cuenta las influencias externas.

Cuando sea necesario suprimir las barreras, abrir las envolventes o quitar partes de éstas, esto no debe ser posible más que:

- Bien con la ayuda de una llave o de una herramienta;
- Bien, después de quitar la tensión de las partes activas protegidas por estas barreras o estas envolventes, no pudiendo ser restablecida la tensión hasta después de volver a colocar las barreras o las envolventes;
- Bien, si hay interpuesta una segunda barrera que posee como mínimo el grado de protección IP2X o IP XXB, que no pueda ser quitada más que con la ayuda de una llave o de una herramienta y que impida todo contacto con las partes activas.

Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial-residual

Esta medida de protección está destinada solamente a complementar otras medidas de protección contra los contactos directos.

El empleo de dispositivos de corriente diferencial-residual, cuyo valor de corriente diferencial asignada de funcionamiento sea inferior o igual a 30 mA, se reconoce como medida de protección complementaria en caso de fallo de otra medida de protección contra los contactos directos o en caso de imprudencia de los usuarios.

- 2) La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante "corte automático de la alimentación". Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un fallo, que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda dar como resultado un riesgo. La tensión límite convencional es igual a 50 V, valor eficaz en corriente alterna, en condiciones normales y a 24 V en locales húmedos.



Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador debe ponerse a tierra.

4.3.6.5. Embarrados

El embarrado principal constará de tres barras para las fases y una, con la mitad de la sección de las fases, para el neutro. La barra de neutro deberá ser seccionable a la entrada del cuadro.

Las barras serán de cobre electrolítico de alta conductividad y adecuadas para soportar la intensidad de plena carga y las corrientes de cortocircuito que se especifiquen en memoria y planos.

Se dispondrá también de una barra independiente de tierra, de sección adecuada para proporcionar la puesta a tierra de las partes metálicas no conductoras de los aparatos, la carcasa del cuadro y, si los hubiera, los conductores de protección de los cables en salida.

4.3.7.Receptores de alumbrado

Las luminarias serán conformes a los requisitos establecidos en las normas de la serie UNE-EN 60598.

La masa de las luminarias suspendidas excepcionalmente de cables flexibles no deben exceder de 5 kg. Los conductores, que deben ser capaces de soportar este peso, no deben presentar empalmes intermedios y el esfuerzo deberá realizarse sobre un elemento distinto del borne de conexión.

Las partes metálicas accesibles de las luminarias que no sean de Clase II o Clase III, deberán tener un elemento de conexión para su puesta a tierra, que irá conectado de manera fiable y permanente al conductor de protección del circuito.

El uso de lámparas de gases con descargas a alta tensión (neón, etc.), se permitirá cuando su ubicación esté fuera del volumen de accesibilidad o cuando se instalen barreras o envolventes separadoras.



En instalaciones de iluminación con lámparas de descarga realizadas en locales en los que funcionen máquinas con movimiento alternativo o rotatorio rápido, se deberán tomar las medidas necesarias para evitar la posibilidad de accidentes causados por ilusión óptica originada por el efecto estroboscópico.

Los circuitos de alimentación estarán previstos para transportar la carga debida a los propios receptores, a sus elementos asociados y a sus corrientes armónicas y de arranque. Para receptores con lámparas de descarga, la carga mínima prevista en voltiamperios será de 1,8 veces la potencia en vatios de las lámparas. En el caso de distribuciones monofásicas, el conductor neutro tendrá la misma sección que los de fase. Será aceptable un coeficiente diferente para el cálculo de la sección de los conductores, siempre y cuando el factor de potencia de cada receptor sea mayor o igual a 0,9 y si se conoce la carga que supone cada uno de los elementos asociados a las lámparas y las corrientes de arranque, que tanto éstas como aquéllos puedan producir. En este caso, el coeficiente será el que resulte.

En el caso de receptores con lámparas de descarga será obligatoria la compensación del factor de potencia hasta un valor mínimo de 0,9.

4.3.8.Receptores a motor

Los motores deben instalarse de manera que la aproximación a sus partes en movimiento no pueda ser causa de accidente. Los motores no deben estar en contacto con materias fácilmente combustibles y se situarán de manera que no puedan provocar la ignición de estas.

Los conductores de conexión que alimentan a un solo motor deben estar dimensionados para una intensidad del 125 % de la intensidad a plena carga del motor. Los conductores de conexión que alimentan a varios motores, deben estar dimensionados para una intensidad no inferior a la suma del 125 % de la intensidad a plena carga del motor de mayor potencia, más la intensidad a plena carga de todos los demás.

Los motores deben estar protegidos contra cortocircuitos y contra sobrecargas en todas sus fases, debiendo esta última protección ser de tal naturaleza que cubra, en los motores trifásicos, el riesgo de la falta de tensión en una de sus fases. En el



caso de motores con arrancador estrella-triángulo, se asegurará la protección, tanto para la conexión en estrella como en triángulo.

Todos los motores de potencia superior a 5 kW tendrán seis bornes de conexión, con tensión de la red correspondiente a la conexión en triángulo del bobinado (motor de 230/400 V para redes de 230 V entre fases y de 400/693 V para redes de 400 V entre fases), de tal manera que será siempre posible efectuar un arranque en estrella-triángulo del motor.

Los motores deberán cumplir, tanto en dimensiones y formas constructivas, como en la asignación de potencia a los diversos tamaños de carcasa, con las recomendaciones europeas IEC y las normas UNE, DIN y VDE. Las normas UNE específicas para motores son la 20.107, 20.108, 20.111, 20.112, 20.113, 20.121, 20.122 y 20.324.

Todos los motores llevarán una placa de características, situada en lugar visible y escrito de forma indeleble, en la que aparecerán, por lo menos, los siguientes datos:

- Potencia del motor.
- Velocidad de rotación.
- Intensidad de corriente a la(s) tensión(es) de funcionamiento.
- Intensidad de arranque.
- Tensión(es) de funcionamiento.
- Nombre del fabricante y modelo.

4.3.9.Puestas a tierra

Las puestas a tierra se establecen principalmente con objeto de limitar la tensión que, con respecto a tierra, puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.



Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficie próxima del terreno no aparezcan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tales que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación y se mantenga de esta manera a lo largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de solicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica quede asegurada con independencia de las condiciones estimadas de influencias externas.
- Contemplan los posibles riesgos debidos a electrólisis que pudieran afectar a otras partes metálicas.

4.3.10. Control

Se realizarán cuantos análisis, verificaciones, comprobaciones, ensayos, pruebas y experiencias con los materiales, elementos o partes de la instalación que se ordenen por el Técnico Director de la misma, siendo ejecutados en laboratorio que designe la dirección, con cargo a la contrata.

Antes de su empleo en la obra, montaje o instalación, todos los materiales a emplear, cuyas características técnicas, así como las de su puesta en obra, han quedado ya especificadas en apartados anteriores, serán reconocidos por el Técnico Director o persona en la que éste delegue, sin cuya aprobación no podrá procederse a su empleo. Los que por mala calidad, falta de protección o aislamiento u otros defectos no se estimen admisibles por aquél, deberán ser retirados inmediatamente. Este reconocimiento previo de los materiales no constituirá su recepción definitiva, y el Técnico Director podrá retirar en cualquier momento aquellos que presenten algún defecto no apreciado anteriormente, aún a costa, si fuera preciso, de deshacer la



instalación o montaje ejecutados con ellos. Por tanto, la responsabilidad del contratista en el cumplimiento de las especificaciones de los materiales no cesará mientras no sean recibidos definitivamente los trabajos en los que se hayan empleado.

4.3.11. Seguridad

En general, basándonos en la Ley de Prevención de Riesgos Laborales y las especificaciones de las normas NTE, se cumplirán, entre otras, las siguientes condiciones de seguridad:

- Siempre que se vaya a intervenir en una instalación eléctrica, tanto en la ejecución de la misma como en su mantenimiento, los trabajos se realizarán sin tensión, asegurándonos la inexistencia de ésta mediante los correspondientes aparatos de medición y comprobación.
- En el lugar de trabajo se encontrará siempre un mínimo de dos operarios.
- Se utilizarán guantes y herramientas aislantes.
- Cuando se usen aparatos o herramientas eléctricos, además de conectarlos a tierra cuando así lo precisen, estarán dotados de un grado de aislamiento II, o estarán alimentados con una tensión inferior a 50 V mediante transformadores de seguridad.
- Serán bloqueados en posición de apertura, si es posible, cada uno de los aparatos de protección, seccionamiento y maniobra, colocando en su mando un letrero con la prohibición de maniobrarlo.
- No se restablecerá el servicio al finalizar los trabajos antes de haber comprobado que no exista peligro alguno.
- En general, mientras los operarios trabajen en circuitos o equipos a tensión o en su proximidad, usarán ropa sin accesorios metálicos y evitarán el uso innecesario de objetos de metal o artículos inflamables; llevarán las herramientas o equipos en bolsas y utilizarán calzado aislante, al menos, sin herrajes ni clavos en las suelas.
- Se cumplirán asimismo todas las disposiciones generales de seguridad de obligado cumplimiento relativas a seguridad, higiene y salud en el trabajo, y las ordenanzas municipales que sean de aplicación.



4.3.12. Limpieza

Antes de la Recepción provisional, los cuadros se limpiarán de polvo, pintura, cascarillas y de cualquier material que pueda haberse acumulado durante el curso de la obra en su interior o al exterior.

4.3.13. Mantenimiento

Cuando sea necesario intervenir nuevamente en la instalación, bien sea por causa de averías o para efectuar modificaciones en la misma, deberán tenerse en cuenta todas las especificaciones reseñadas en los apartados de ejecución, control y seguridad, en la misma forma que si se tratara de una instalación nueva. Se aprovechará la ocasión para comprobar el estado general de la instalación, sustituyendo o reparando aquellos elementos que lo precisen, utilizando materiales de características similares a los reemplazados.



4.4. Condiciones Técnicas para la Ejecución de Redes Subterráneas de Distribución en Baja Tensión

4.4.1. Objeto

Este Pliego de Condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de instalación de redes subterráneas de distribución.

4.4.2. Campos de aplicación

Este Pliego de Condiciones se refiere al suministro e instalación de materiales necesarios en la ejecución de redes subterráneas de Baja Tensión.

Los Pliegos de Condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

4.4.3. Ejecución del trabajo

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

4.4.3.1. Trazado

Las canalizaciones, salvo casos de fuerza mayor, se ejecutarán en terrenos de dominio público, bajos las aceras o calzadas, evitando ángulos pronunciados. El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a bordillos o fachadas de los edificios principales.

Antes de comenzar los trabajos, se marcarán en el pavimento las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejen llaves para la contención del terreno. Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas construidas, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar las precauciones debidas.

Antes de proceder a la apertura de zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Se estudiará la señalización de acuerdo con las normas municipales y se determinarán las protecciones precisas tanto de la zanja como de los pasos que sean



necesarios para los accesos a los portales, comercios, garajes, etc., así como las chapas de hierro que hayan de colocarse sobre la zanja para el paso de vehículos.

Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar.

4.4.3.2. Apertura de zanjas

Las zanjas se harán verticales hasta la profundidad escogida, colocándose en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso.

Se procurará dejar un paso de 50 cm entre la zanja y las tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja.

Se deben tomar todas las precauciones precisas para no tapar con tierras registros de gas, teléfono, bocas de riego, alcantarillas, etc.

Durante la ejecución de los trabajos en la vía pública se dejarán pasos suficientes para vehículos y peatones, así como los accesos a los edificios, comercios y garajes. Si es necesario interrumpir la circulación se precisará una autorización especial.

Las dimensiones mínimas de las zanjas serán las siguientes:

- Profundidad de 60 cm y anchura de 40 cm para canalizaciones de baja tensión bajo acera.
- Profundidad de 80 cm y anchura de 60 cm para canalizaciones de baja tensión bajo calzada.

4.4.3.3. Canalización

Los cruces de vías públicas o privadas se realizarán con tubos ajustándose a las siguientes condiciones:

- Se colocará en posición horizontal y recta y estarán hormigonados en toda su longitud.



- Deberá preverse para futuras ampliaciones uno o varios tubos de reserva dependiendo el número de la zona y situación del cruce (en cada caso se fijará el número de tubos de reserva).
- Los extremos de los tubos en los cruces llegarán hasta los bordillos de las aceras, debiendo construirse en los extremos un tabique para su fijación.
- En las salidas, el cable se situará en la parte superior del tubo, cerrando los orificios con yeso.
- Siempre que la profundidad de zanja bajo la calzada sea inferior a 60 cm en el caso de B.T. se utilizarán chapas o tubos de hierro u otros dispositivos que aseguren una resistencia mecánica equivalente, teniendo en cuenta que dentro del mismo tubo deberán colocarse las tres fases y neutro.
- Los cruces de vías férreas, cursos de agua, etc., deberán proyectarse con todo detalle.

4.4.3.3.1. Zanja

Cuando en una zanja coincidan cables de distintas tensiones se situarán en bandas horizontales a distinto nivel de forma que cada banda se agrupen cables de igual tensión.

La separación entre dos cables multipolares o ternas de cables unipolares de BT dentro de una misma banda será como mínimo de 10 cm (25 cm si alguno de los cables es de AT).

La profundidad de las respectivas bandas de cables dependerá de las tensiones, de forma que la mayor profundidad corresponda a la mayor tensión.

4.4.3.3.1.1. Cable entubado.

El cable en parte o en todo su recorrido irá en el interior de tubos de cemento, fibrocemento, fundición de hierro, materiales plásticos, etc., de superficie interna lisa, siendo su diámetro interior no inferior al indicado en la ITC-BT-21, tabla 9.

Los tubos estarán hormigonados en todo su recorrido o simplemente con sus uniones recibidas con cemento, en cuyo caso, para permitir su unión correcta, el fondo de la zanja en la que se alojen deberá ser nivelada cuidadosamente después de echar una capa de arena fina o tierra cribada.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 910

Se debe evitar posible acumulación de agua o de gas a lo largo de la canalización situando convenientemente pozos de escape en relación al perfil altimétrico.

En los tramos rectos, cada 15 ó 20 m. según el tipo de cable, para facilitar su tendido se dejarán calas abiertas de una longitud mínima de 2 m. en las que se interrumpirá la continuidad de la tubería.

Una vez tendido el cable, estas calas se taparán recubriendo previamente el cable con canales o medios tubos, recibiendo sus uniones con cemento.

En los cambios de dirección se construirán arquetas de hormigón o ladrillo, siendo sus dimensiones mínimas las necesarias para que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable. No se admitirán ángulos inferiores a 90º y aún éstos se limitarán a los indispensables. En general, los cambios de dirección se harán con ángulos grandes, siendo la longitud mínima (perímetro) de la arqueta de 2 metros.

En la arqueta, los tubos quedarán a unos 25 cm. por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable, los tubos se taponarán con yeso de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La arqueta se rellenará con arena hasta cubrir el cable como mínimo.

La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Las arquetas podrán ser registrables o cerradas. En el primer caso deberán tener tapas metálicas o de hormigón armado; provisto de argollas o ganchos que faciliten su apertura. El fondo de estas arquetas será permeable de forma que permita la filtración del agua de lluvia.

Si las arquetas no son registrables se cubrirán con los materiales necesarios.



4.4.3.3.2. Cruzamientos.

Calles y carreteras

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores, recubiertos de hormigón en toda su longitud a una profundidad mínima de 0,80 m. Siempre que sea posible, el cruce se hará perpendicular al eje del vial.

Ferrocarriles

Los cables se colocarán en el interior de tubos protectores, recubiertos de hormigón, y siempre que sea posible, perpendiculares a la vía, a una profundidad mínima de 1,3 m respecto a la cara inferior de la traviesa. Dichos tubos rebasarán las vías férreas en 1,5 m por cada extremo.

Otros cables de energía eléctrica

Siempre que sea posible, se procurará que los cables de baja tensión discurren por encima de los de alta tensión.

La distancia mínima entre un cable de baja tensión y otros cables de energía eléctrica será: 0,25 m con cables de alta tensión y 0,10 m con cables de baja tensión. La distancia del punto de cruce a los empalmes será superior a 1 m.

Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada.

Cables de telecomunicación

La separación mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. La distancia del punto de cruce a los empalmes, tanto del cable de energía como del cable de telecomunicación, será superior a 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada.

Estas restricciones no se deben aplicar a los cables de fibra óptica con cubiertas dieléctricas. Todo tipo de protección en la cubierta del cable debe ser aislante.



Canalizaciones de agua y gas

Siempre que sea posible, los cables se instalarán por encima de las canalizaciones de agua.

La distancia mínima entre cables de energía eléctrica y canalizaciones de agua o gas será de 0,20 m. Se evitará el cruce por la vertical de las juntas de las canalizaciones de agua o gas, o de los empalmes de la canalización eléctrica, situando unas y otros a una distancia superior a 1 m del cruce. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada.

Conducciones de alcantarillado

Se procurará pasar los cables por encima de las conducciones de alcantarillado.

No se admitirá incidir en su interior. Se admitirá incidir en su pared (por ejemplo, instalando tubos, etc.), siempre que se asegure que ésta no ha quedado debilitada. Si no es posible, se pasará por debajo, y los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas.

Depósitos de carburante

Los cables se dispondrán en canalizaciones entubadas y distarán, como mínimo, 0,20 m del depósito. Los extremos de los tubos rebasarán al depósito, como mínimo 1,5 m por cada extremo.

4.4.3.3.3. Proximidades y paralelismos

Otros cables de energía eléctrica

Los cables de baja tensión podrán instalarse paralelamente a otros de baja o alta tensión, manteniendo entre ellos una distancia mínima de 0,10 m con los cables de baja tensión y 0,25 m con los cables de alta tensión. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada.



Cables de telecomunicación

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y los de telecomunicación será de 0,20 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, el cable instalado más recientemente se dispondrá en canalización entubada.

Canalizaciones de agua

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de agua será de 0,20 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de agua será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal, y que la canalización de agua quede por debajo del nivel del cable eléctrico.

Por otro lado, las arterias principales de agua se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.

Canalizaciones de gas

La distancia mínima entre los cables de energía eléctrica y las canalizaciones de gas será de 0,20 m, excepto para canalizaciones de gas de alta presión (más de 4 bar), en que la distancia será de 0,40 m. La distancia mínima entre los empalmes de los cables de energía eléctrica y las juntas de las canalizaciones de gas será de 1 m. Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada.

Se procurará mantener una distancia mínima de 0,20 m en proyección horizontal.

Por otro lado, las arterias importantes de gas se dispondrán de forma que se aseguren distancias superiores a 1 m respecto a los cables eléctricos de baja tensión.



Acometidas (conexiones de servicio).

En el caso de que el cruzamiento o paralelismo entre cables eléctricos y canalizaciones de los servicios descritos anteriormente, se produzcan en el tramo de acometida a un edificio deberá mantenerse una distancia mínima de 0,20 m.

Cuando no puedan respetarse estas distancias en los cables directamente enterrados, la canalización instalada más recientemente se dispondrá entubada.

4.4.3.4. Transporte de bobinas de cables

La carga y descarga, sobre camiones o remolques apropiados, se hará siempre mediante una barra adecuada que pase por el orificio central de la bobina.

Bajo ningún concepto se podrá retener la bobina con cuerdas, cables o cadenas que abracen la bobina y se apoyen sobre la capa exterior del cable enrollado; asimismo no se podrá dejar caer la bobina al suelo desde el camión o remolque.

Cuando se desplace la bobina por tierra rodándola, habrá que fijarse en el sentido de rotación, generalmente indicado con una flecha, con el fin de evitar que se afloje el cable enrollado en la misma.

Las bobinas no deben almacenarse sobre un suelo blando.

Antes de empezar el tendido del cable se estudiará el lugar más adecuado para colocar la bobina con objeto de facilitar el tendido. En el caso de suelo con pendiente es preferible realizar el tendido en sentido descendente.

Para el tendido de la bobina estará siempre elevada y sujeta por barra y gatos adecuados al peso de la misma y dispositivos de frenado.

4.4.3.5. Tendido de cables

Los cables deben ser siempre desenrollados y puestos en su sitio con el mayor cuidado evitando que sufran torsión, hagan bucles, etc. y teniendo siempre en cuenta que el radio de curvatura del cable debe ser superior a 20 veces su diámetro durante su tendido y superior a 10 veces su diámetro una vez instalado. En todo caso el radio de curvatura de cables no debe ser inferior a los valores indicados en las Normas UNE correspondientes relativas a cada tipo de cable.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 915

Cuando los cables se tiendan a mano, los operarios estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de la zanja.

También se puede tender mediante cabrestantes tirando del extremo del cable al que se le habrá adoptado una cabeza apropiada y con un esfuerzo de tracción por milímetro cuadrado de conductor que no debe pasar del indicado por el fabricante del mismo. Será imprescindible la colocación de dinamómetros para medir dicha tracción.

El tendido se hará obligatoriamente por rodillos que puedan girar libremente y contruidos de forma que no dañen el cable.

Durante el tendido se tomarán precauciones para evitar que el cable no sufra esfuerzos importantes ni golpes ni rozaduras.

No se permitirá desplazar lateralmente el cable por medio de palancas u otros útiles; deberá hacerse siempre a mano.

Sólo de manera excepcional se autorizará desenrollar el cable fuera de la zanja, siempre bajo la vigilancia del Director de Obra.

Cuando la temperatura ambiente sea inferior a cero grados, no se permitirá hacer el tendido del cable debido a la rigidez que toma el aislamiento.

No se dejará nunca el cable tendido en una zanja abierta sin haber tomado antes la precaución de cubrirlo con una capa de 10 cm de arena fina y la protección de rasilla.

La zanja en toda su longitud deberá estar cubierta con una capa de arena fina en el fondo antes de proceder al tendido del cable.

En ningún caso se dejarán los extremos del cable en la zanja sin haber asegurado antes una buena estanquidad de los mismos.

Cuando dos cables que se canalicen vayan a ser empalmados, se solaparán al menos en una longitud de 0,50 m.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 916

Las zanjas se recorrerán con detenimiento antes de tender el cable para comprobar que se encuentran sin piedras u otros elementos duros que puedan dañar a los cables en su tendido.

Si con motivo de las obras de canalización aparecieran instalaciones de otros servicios, se tomarán todas las precauciones para no dañarlas, dejándolas al terminar los trabajos en las mismas condiciones en que se encontraban primitivamente.

Si involuntariamente se causara alguna avería en dichos servicios, se avisará con toda urgencia al Director de Obra y a la Empresa correspondiente con el fin de que procedan a su reparación. El encargado de la obra por parte del Contratista deberá conocer la dirección de los servicios públicos, así como su número de teléfono para comunicarse en caso de necesidad.

Si las pendientes son muy pronunciadas y el terreno es rocoso e impermeable, se corre el riesgo de que la zanja de canalización sirva de drenaje originando un arrastre de la arena que sirve de lecho a los cables. En este caso se deberá entubar la canalización asegurada con cemento en el tramo afectado.

En el caso de canalizaciones con cables unipolares:

- Se recomienda colocar en cada metro y medio por fase y neutro unas vueltas de cinta adhesiva para indicar el color distintivo de dicho conductor.
- Cada metro y medio, envolviendo las tres fases y el neutro en B.T., se colocará una sujeción que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos.

Se evitarán en lo posible las canalizaciones con grandes tramos entubados y si esto no fuera posible se construirán arquetas intermedias en los lugares marcados en el Proyecto o, en su defecto, donde señale el Director de Obra.

Una vez tendido el cable, los tubos se taparán con yute y yeso, de forma que el cable quede en la parte superior del tubo.



4.4.3.6. Protección mecánica

Las líneas eléctricas subterráneas deben estar protegidas contra posibles averías producidas por hundimiento de tierras, por contacto con cuerpos duros y por choque de herramientas metálicas. Para ello se colocará una capa protectora de rasilla o ladrillo, siendo su anchura de 25 cm cuando se trate de proteger un solo cable. La anchura se incrementará en 12,5 cm. por cada cable que se añada en la misma capa horizontal.

Los ladrillos o rasillas serán cerámicos y duros.

4.4.3.7. Señalización

Todo cable o conjunto de cables debe estar señalado por una cinta de atención de acuerdo con la Recomendación UNESA 0205 colocada como mínimo a 0,20 m. por encima del ladrillo. Cuando los cables o conjuntos de cables de categorías de tensión diferentes estén superpuestos, debe colocarse dicha cinta encima de cada uno de ellos.

4.4.3.8. Identificación

Los cables deberán llevar marcas que se indiquen el nombre del fabricante, el año de fabricación y sus características.

4.4.3.9. Cierre de zanjas

Una vez colocadas al cable las protecciones señaladas anteriormente, se rellenará toda la zanja con tierra de excavación apisonada, debiendo realizarse los veinte primeros centímetros de forma manual, y para el resto deberá usarse apisonado mecánico.

El cierre de las zanjas deberá hacerse por capas sucesivas de 10 cm. de espesor, las cuales serán apisonada y regadas si fuese necesario, con el fin de que quede suficientemente consolidado el terreno.

El Contratista será responsable de los hundimientos que se produzcan por la deficiente realización de esta operación y, por lo tanto, serán de su cuenta las posteriores reparaciones que tengan que ejecutarse.



La carga y transporte a vertederos de las tierras sobrantes está incluida en la misma unidad de obra que el cierre de las zanjas con objeto de que el apisonado sea lo mejor posible.

4.4.3.10. Reposición de pavimentos

Los pavimentos serán repuestos de acuerdo con las normas y disposiciones dictadas por el propietario de los mismos.

Deberá lograrse una homogeneidad de forma que quede el pavimento nuevo lo más igualado posible al antiguo, haciendo su reconstrucción por piezas nuevas si está compuesto por losas, adoquines, etc.

En general se utilizarán materiales nuevos salvo las losas de piedra, adoquines, bordillos de granito y otros similares.

4.4.3.11. Puesta a tierra

Cuando las tomas de tierra de pararrayos de edificios importantes se encuentren bajo la acera, próximas a cables eléctricos en que las envueltas no están conectadas en el interior de los edificios con la bajada del pararrayos conviene tomar alguna de las precauciones siguientes:

- Interconexión entre la bajada del pararrayos y las envueltas metálicas de los cables.
- Distancia mínima de 0,50 m entre el conductor de toma de tierra del pararrayos y los cables o bien interposición entre ellos de elementos aislantes.

4.4.3.12. Montajes diversos

La instalación de herrajes, cajas terminales y de empalme, etc., deben realizarse siguiendo las instrucciones y normas del fabricante.

4.4.3.12.1. Armario de distribución

La fundación de los armarios tendrán como mínimo 15 cm de altura sobre el nivel del suelo.



Al preparar esta fundación se dejarán los tubos o taladros necesarios para el posterior tendido de los cables, colocándolos con la mayor inclinación posible para conseguir que la entrada de cables a los tubos quede siempre 50 cm. como mínimo por debajo de la rasante del suelo.

4.4.4. Materiales

Los materiales empleados en la instalación serán entregados por el Contratista siempre que no se especifique lo contrario en el Pliego de Condiciones Particulares.

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

Se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra, aunque no estén indicados en este Pliego de Condiciones.

Los cables instalados serán los que figuran en el Proyecto y deberán estar de acuerdo con las Recomendaciones UNESA y las Normas UNE correspondientes.

4.4.5. Recepción de obra

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones, el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la obra.

En la recepción de la instalación se incluirá la medición de la conductividad de las tomas de tierra y las pruebas de aislamiento según la forma establecida en la Norma UNE relativa a cada tipo de cable.

El Director de Obra contestará por escrito al Contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.



4.5. Condiciones Técnicas para la Obra Civil y Montaje de Centros de Transformación de Interior prefabricados:

4.5.1.Objeto

Este Pliego de Condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de construcción y montaje de centros de transformación, así como de las condiciones técnicas del material a emplear.

4.5.2.Obra civil

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

4.5.2.1. Emplazamiento

El lugar elegido para la instalación del centro debe permitir la colocación y reposición de todos los elementos del mismo, concretamente los que son pesados y grandes, como transformadores. Los accesos al centro deben tener las dimensiones adecuadas para permitir el paso de dichos elementos.

El emplazamiento del centro debe ser tal que esté protegido de inundaciones y filtraciones.

En el caso de terrenos inundables el suelo del centro debe estar, como mínimo, 0,20 m por encima del máximo nivel de aguas conocido, o si no al centro debe proporcionársele una estanquidad perfecta hasta dicha cota.

El local que contiene el centro debe estar construido en su totalidad con materiales incombustibles.

4.5.2.2. Excavación

Se efectuará la excavación con arreglo a las dimensiones y características del centro y hasta la cota necesaria indicada en el Proyecto.



La carga y transporte a vertedero de las tierras sobrantes será por cuenta del Contratista.

4.5.2.3. Acondicionamiento

Como norma general, una vez realizada la excavación se extenderá una capa de arena de 10 cm de espesor aproximadamente, procediéndose a continuación a su nivelación y compactación.

En caso de ubicaciones especiales, y previo a la realización de la nivelación mediante el lecho de arena, habrá que tener presente las siguientes medidas:

- Terrenos no compactados. Será necesario realizar un asentamiento adecuado a las condiciones del terreno, pudiendo incluso ser necesaria la construcción de una bancada de hormigón de forma que distribuya las cargas en una superficie más amplia.
- Terrenos en ladera. Se realizará la excavación de forma que se alcance una plataforma de asiento en zona suficientemente compactada y de las dimensiones necesarias para que el asiento sea completamente horizontal. Puede ser necesaria la canalización de las aguas de lluvia de la parte alta, con objeto de que el agua no arrastre el asiento del CT.
- Terrenos con nivel freático alto. En estos casos, o bien se eleva la capa de asentamiento del CT por encima del nivel freático, o bien se protege al CT mediante un revestimiento impermeable que evite la penetración de agua en el hormigón.

4.5.2.4. Edificio prefabricado de hormigón

Los distintos edificios prefabricados de hormigón se ajustarán íntegramente a las distintas Especificaciones de Materiales de la compañía suministradora, verificando su diseño los siguientes puntos:



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 922

- Los suelos estarán previstos para las cargas fijas y rodantes que implique el material.
- Se preverán, en lugares apropiados del edificio, orificios para el paso del interior al exterior de los cables destinados a la toma de tierra, y cables de B.T. y M.T. Los orificios estarán inclinados y desembocarán hacia el exterior a una profundidad de 0,40 m del suelo como mínimo.
- También se preverán los agujeros de empotramiento para herrajes del equipo eléctrico y el emplazamiento de los carriles de rodamiento de los transformadores. Asimismo se tendrán en cuenta los pozos de aceite, sus conductos de drenaje, las tuberías para conductores de tierra, registros para las tomas de tierra y canales para los cables A.T. y B.T. En los lugares de paso, estos canales estarán cubiertos por losas amovibles.
- Los muros prefabricados de hormigón podrán estar constituidos por paneles convenientemente ensamblados, o bien formando un conjunto con la cubierta y la solera, de forma que se impida totalmente el riesgo de filtraciones.
- La cubierta estará debidamente impermeabilizada de forma que no quede comprometida su estanquidad, ni haya riesgo de filtraciones. Su cara interior podrá quedar como resulte después del desencofrado. No se efectuará en ella ningún empotramiento que comprometa su estanquidad.
- El acabado exterior del centro será normalmente liso y preparado para ser recubierto por pinturas de la debida calidad y del color que mejor se adapte al medio ambiente. Cualquier otra terminación: canto rodado, recubrimientos especiales, etc., podrá ser aceptada. Las puertas y recuadros metálicos estarán protegidos contra la oxidación.
- La cubierta estará calculada para soportar la sobrecarga que corresponda a su destino, para lo cual se tendrá en cuenta lo que al respecto fija la Norma UNE-EN 61330.
- Las puertas de acceso al centro de transformación desde el exterior cumplirán íntegramente lo que al respecto fija la Norma UNE-EN 61330. En cualquier caso, serán incombustibles, suficientemente rígidas y abrirán hacia afuera de forma que puedan abatirse sobre el muro de fachada.



Se realizará el transporte, la carga y descarga de los elementos constitutivos del edificio prefabricado, sin que éstos sufran ningún daño en su estructura. Para ello deberán usarse los medios de fijación previstos por el fabricante para su traslado y ubicación, así como las recomendaciones para su montaje.

De acuerdo con la Recomendación UNESA 1303-A, el edificio prefabricado estará construido de tal manera que, una vez instalado, su interior sea una superficie equipotencial. Todas las varillas metálicas embebidas en el hormigón que constituyan la armadura del sistema equipotencial, estarán unidas entre sí mediante soldaduras eléctricas. Las conexiones entre varillas metálicas pertenecientes a diferentes elementos, se efectuarán de forma que se consiga la equipotencialidad entre éstos.

Ningún elemento metálico unido al sistema equipotencial podrá ser accesible desde el exterior del edificio, excepto las piezas que, insertadas en el hormigón, estén destinadas a la manipulación de las paredes y de la cubierta, siempre que estén situadas en las partes superiores de éstas.

Cada pieza de las que constituyen el edificio deberán disponer de dos puntos metálicos, lo más separados entre sí, y fácilmente accesibles, para poder comprobar la continuidad eléctrica de la armadura. La continuidad eléctrica podrá conseguirse mediante los elementos mecánicos del ensamblaje.

4.5.2.5. Evacuación y extinción del aceite aislante

Las paredes y techos de las celdas que han de alojar aparatos con baño de aceite, deberán estar construidas con materiales resistentes al fuego, que tengan la resistencia estructural adecuada para las condiciones de empleo.

Con el fin de permitir la evacuación y extinción del aceite aislante, se preverán pozos con revestimiento estanco, teniendo en cuenta el volumen de aceite que puedan recibir. En todos los pozos se preverán apagafuegos superiores, tales como lechos de guijarros de 5 cm de diámetro aproximadamente, sifones en caso de varios pozos con colector único, etc. Se recomienda que los pozos sean exteriores a la celda y además inspeccionables.



4.5.3.Ventilación

Los locales estarán provistos de ventilación para evitar la condensación y, cuando proceda, refrigerar los transformadores.

Normalmente se recurrirá a la ventilación natural, aunque en casos excepcionales podrá utilizarse también la ventilación forzada.

Cuando se trate de ubicaciones de superficie, se empleará una o varias tomas de aire del exterior, situadas a 0,20 m. del suelo como mínimo, y en la parte opuesta una o varias salidas, situadas lo más altas posible.

En ningún caso las aberturas darán sobre locales a temperatura elevada o que contengan polvo perjudicial, vapores corrosivos, líquidos, gases, vapores o polvos inflamables.

Todas las aberturas de ventilación estarán dispuestas y protegidas de tal forma que se garantice un grado de protección mínimo de personas contra el acceso a zonas peligrosas, contra la entrada de objetos sólidos extraños y contra la entrada del agua IP23D, según Norma UNE-EN 61330.

4.5.4.Instalación eléctrica

4.5.4.1. Aparamenta AT

Las celdas empleadas serán prefabricadas, con envolvente metálica y tipo "modular". De esta forma, en caso de avería, será posible retirar únicamente la celda dañada, sin necesidad de desaprovechar el resto de las funciones.

Utilizarán el hexafluoruro de azufre (SF₆) como elemento de corte y extinción. El aislamiento integral en SF₆ confiere a la aparamenta sus características de resistencia al medio ambiente, bien sea a la polución del aire, a la humedad, o incluso a la eventual sumersión del centro de transformación por efecto de riadas. Por ello, esta característica es esencial especialmente en las zonas con alta polución, en las zonas con clima agresivo (costas marítimas y zonas húmedas) y en las zonas más expuestas a riadas o entrada de agua en el centro. El corte en SF₆ resulta también más seguro que el aire, debido a lo expuesto anteriormente.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 925

Las celdas empleadas deberán permitir la extensibilidad in situ del centro de transformación, de forma que sea posible añadir más líneas o cualquier otro tipo de función, sin necesidad de cambiar la aparamenta previamente existente en el centro.

Las celdas podrán incorporar protecciones del tipo autoalimentado, es decir, que no necesitan imperativamente alimentación. Igualmente, estas protecciones serán electrónicas, dotadas de curvas CEI normalizadas (bien sean normalmente inversas, muy inversas o extremadamente inversas), y entrada para disparo por termostato sin necesidad de alimentación auxiliar.

Los cables se conectionarán desde la parte frontal de las cabinas. Los accionamientos manuales irán reagrupados en el frontal de la celda a una altura ergonómica a fin de facilitar la explotación.

El interruptor y el seccionador de puesta a tierra será un único aparato, de tres posiciones (cerrado, abierto y puesto a tierra), asegurando así la imposibilidad de cierre simultáneo del interruptor y seccionador de puesta a tierra. La posición de seccionador abierto y seccionador de puesta a tierra cerrado serán visibles directamente a través de mirillas, a fin de conseguir una máxima seguridad de explotación en cuanto a la protección de personas se refiere.

Las celdas responderán en su concepción y fabricación a la definición de aparamenta bajo envolvente metálica compartimentada de acuerdo con la norma UNE 20099. Se deberán distinguir al menos los siguientes compartimentos:

- Compartimento de aparellaje. Estará relleno de SF6 y sellado de por vida. El sistema de sellado será comprobado individualmente en fabricación y no se requerirá ninguna manipulación del gas durante toda la vida útil de la instalación (hasta 30 años). Las maniobras de cierre y apertura de los interruptores y cierre de los seccionadores de puesta a tierra se efectuarán con la ayuda de un mecanismo de acción brusca independiente del operador.
- Compartimento del juego de barras. Se compondrá de tres barras aisladas conectionadas mediante tornillos.
- Compartimento de conexión de cables. Se podrán conectar cables secos y cables con aislamiento de papel impregnado. Las extremidades de los cables



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 926

serán simplificadas para cables secos y termorretráctil para cables de papel impregnado.

- Compartimento de mando. Contiene los mandos del interruptor y del seccionador de puesta a tierra, así como la señalización de presencia de tensión. Se podrán montar en obra motorizaciones, bobinas de cierre y/o apertura y contactos auxiliares si se requieren posteriormente.
- Compartimento de control. En el caso de mandos motorizados, este compartimento estará equipado de bornas de conexión y fusibles de baja tensión. En cualquier caso, este compartimento será accesible con tensión, tanto en barras como en los cables.

Las características generales de las celdas son las siguientes, en función de la tensión nominal (U_n):

$U_n \leq 20 \text{ kV}$

Tensión asignada: 24 kV

Tensión soportada a frecuencia industrial durante 1 minuto:

- A tierra y entre fases: 50 kV
- A la distancia de seccionamiento: 60 kV

Tensión soportada a impulsos tipo rayo (valor de cresta):

- A tierra y entre fases: 125 kV
- A la distancia de seccionamiento: 145 kV

$20 \text{ kV} < U_n \leq 30 \text{ kV}$

Tensión asignada: 36 kV

Tensión soportada a frecuencia industrial durante 1 minuto:

- A tierra y entre fases: 70 kV
- A la distancia de seccionamiento: 80 kV

Tensión soportada a impulsos tipo rayo (valor de cresta):



- A tierra y entre fases: 170 kV
- A la distancia de seccionamiento: 195 kV

4.5.4.2. Transformadores

El transformador o transformadores serán trifásicos, con neutro accesible en el secundario, refrigeración natural, en baño de aceite preferiblemente, con regulación de tensión primaria mediante conmutador.

Estos transformadores se instalarán, en caso de incluir un líquido refrigerante, sobre una plataforma ubicada encima de un foso de recogida, de forma que en caso de que se derrame e incendie, el fuego quede confinado en la celda del transformador, sin difundirse por los pasos de cables ni otras aberturas al resto del centro.

Los transformadores, para mejor ventilación, estarán situados en la zona de flujo natural de aire, de forma que la entrada de aire esté situada en la parte inferior de las paredes adyacentes al mismo, y las salidas de aire en la zona superior de esas paredes.

4.5.4.3. Equipos de medida

Cuando el centro de transformación sea tipo "abonado", se instalará un equipo de medida compuesto por transformadores de medida, ubicados en una celda de medida de A.T., y un equipo de contadores de energía activa y reactiva, ubicado en el armario de contadores, así como de sus correspondientes elementos de conexión, instalación y precintado.

Los transformadores de medida deberán tener las dimensiones adecuadas de forma que se puedan instalar en la celda de A.T. guardando las distancias correspondientes a su aislamiento. Por ello será preferible que sean suministrados por el propio fabricante de las celdas, ya instalados en ellas. En el caso de que los transformadores no sean suministrados por el fabricante de las celdas se le deberá hacer la consulta sobre el modelo exacto de transformadores que se van a instalar, a fin de tener la garantía de que las distancias de aislamiento, pletinas de interconexión, etc. serán las correctas.



Los contadores de energía activa y reactiva estarán homologados por el organismo competente.

Los cables de los circuitos secundarios de medida estarán constituidos por conductores unipolares, de cobre de 1 kV de tensión nominal, del tipo no propagador de la llama, de polietileno reticulado o etileno-propileno, de 4 mm² de sección para el circuito de intensidad y para el neutro y de 2,5 mm² para el circuito de tensión. Estos cables irán instalados bajo tubos de acero (uno por circuito) de 36 mm de diámetro interior, cuyo recorrido será visible o registrable y lo más corto posible.

La tierra de los secundarios de los transformadores de tensión y de intensidad se llevará directamente de cada transformador al punto de unión con la tierra para medida y de aquí se llevará, en un solo hilo, a la regleta de verificación.

La tierra de medida estará unida a la tierra del neutro de Baja Tensión constituyendo la tierra de servicio, que será independiente de la tierra de protección.

En general, para todo lo referente al montaje del equipo de medida, precintabilidad, grado de protección, etc. se tendrán en cuenta lo indicado a tal efecto en la normativa de la compañía suministradora.

4.5.4.4. Acometidas subterráneas

Los cables de alimentación subterránea entrarán en el centro, alcanzando la celda que corresponda, por un canal o tubo. Las secciones de estos canales y tubos permitirán la colocación de los cables con la mayor facilidad posible. Los tubos serán de superficie interna lisa, siendo su diámetro 1,6 veces el diámetro del cable como mínimo, y preferentemente de 15 cm. La disposición de los canales y tubos será tal que los radios de curvatura a que deban someterse los cables serán como mínimo igual a 10 veces su diámetro, con un mínimo de 0,60 m.

Después de colocados los cables se obstruirá el orificio de paso por un tapón al que, para evitar la entrada de roedores, se incorporarán materiales duros que no dañen el cable.

En el exterior del centro los cables estarán directamente enterrados, excepto si atraviesan otros locales, en cuyo caso se colocarán en tubos o canales. Se tomarán



las medidas necesarias para asegurar en todo momento la protección mecánica de los cables, y su fácil identificación.

Los conductores de alta tensión y baja tensión estarán constituidos por cables unipolares de aluminio con aislamiento seco termoestable, y un nivel de aislamiento acorde a la tensión de servicio.

4.5.4.5. Alumbrado

El alumbrado artificial, siempre obligatorio, será preferiblemente de incandescencia.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de manera que los aparatos de seccionamiento no queden en una zona de sombra; permitirán además la lectura correcta de los aparatos de medida. Se situarán de tal manera que la sustitución de lámparas pueda efectuarse sin necesidad de interrumpir la media tensión y sin peligro para el operario.

Los interruptores de alumbrado se situarán en la proximidad de las puertas de acceso.

La instalación para el servicio propio del CT llevará un interruptor diferencial de alta sensibilidad (30 mA).

4.5.4.6. Puestas a tierra

Las puestas a tierra se realizarán en la forma indicada en el proyecto, debiendo cumplirse estrictamente lo referente a separación de circuitos, forma de constitución y valores deseados para las puestas a tierra.

Condiciones de los circuitos de puesta a tierra:

- No se unirán al circuito de puesta a tierra las puertas de acceso y ventanas metálicas de ventilación del CT.
- La conexión del neutro a su toma se efectuará, siempre que sea posible, antes del dispositivo de seccionamiento B.T.
- En ninguno de los circuitos de puesta a tierra se colocarán elementos de seccionamiento.



- Cada circuito de puesta a tierra llevará un borne para la medida de la resistencia de tierra, situado en un punto fácilmente accesible.
- Los circuitos de tierra se establecerán de manera que se eviten los deterioros debidos a acciones mecánicas, químicas o de otra índole.
- La conexión del conductor de tierra con la toma de tierra se efectuará de manera que no haya peligro de aflojarse o soltarse.
- Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea continua, en la que no podrán incluirse en serie las masas del centro. Siempre la conexión de las masas se efectuará por derivación.
- Los conductores de tierra enterrados serán de cobre, y su sección nunca será inferior a 50 mm².
- Cuando la alimentación a un centro se efectúe por medio de cables subterráneos provistos de cubiertas metálicas, se asegurará la continuidad de éstas por medio de un conductor de cobre lo más corto posible, de sección no inferior a 50 mm². La cubierta metálica se unirá al circuito de puesta a tierra de las masas.
- La continuidad eléctrica entre un punto cualquiera de la masa y el conductor de puesta a tierra, en el punto de penetración en el suelo, satisfará la condición de que la resistencia eléctrica correspondiente sea inferior a 0,4 ohmios.

4.5.5. Normas de ejecución de las instalaciones

Todas las normas de construcción e instalación del centro se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la Dirección Facultativa estime oportunas.

Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, emanadas por organismos oficiales y en particular las de la compañía suministradora de la electricidad.

El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra.



La admisión de materiales no se permitirá sin la previa aceptación por parte del Director de Obra. En este sentido, se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el D.O., aunque no estén indicados en este Pliego de Condiciones. Para ello se tomarán como referencia las distintas Recomendaciones UNESA, Normas UNE, etc. que les sean de aplicación.

4.5.6. Pruebas reglamentarias

La aparamenta eléctrica que compone la instalación deberá ser sometida a los diferentes ensayos de tipo y de serie que contemplen las normas UNE o recomendaciones UNESA conforme a las cuales esté fabricada.

Una vez ejecutada la instalación se procederá, por parte de entidad acreditada por los organismos públicos competentes al efecto, a la medición reglamentaria de los siguientes valores:

- Resistencia de aislamiento de la instalación.
- Resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Tensiones de paso y de contacto.

Las pruebas y ensayos a que serán sometidas las celdas una vez terminada su fabricación serán las siguientes:

- Prueba de operación mecánica.
- Prueba de dispositivos auxiliares, hidráulicos, neumáticos y eléctricos.
- Verificación de cableado.
- Ensayo de frecuencia industrial.
- Ensayo dieléctrico de circuitos auxiliares y de control.
- Ensayo de onda de choque 1,2/50 ms.
- Verificación del grado de protección.



4.5.7. Condiciones de uso, mantenimiento y seguridad

4.5.7.1. Prevenciones generales

Queda terminantemente prohibida la entrada en el local a toda persona ajena al servicio y siempre que el encargado del mismo se ausente, deberá dejarlo cerrado con llave.

Se pondrán en sitio visible del local, y a su entrada, placas de aviso de "Peligro de muerte".

En el interior del local no habrá más objetos que los destinados al servicio al centro de transformación, como banqueta, guantes, etc.

No está permitido fumar ni encender cerillas ni cualquier otra clase de combustible en el interior del local del centro de transformación y en caso de incendio no se empleará nunca agua.

No se tocará ninguna parte de la instalación en tensión, aunque se esté aislado.

Todas las maniobras se efectuarán colocándose convenientemente sobre la banqueta.

Cada grupo de celdas llevará una placa de características con los siguientes datos:

- Nombre del fabricante.
- Tipo de aparamenta y número de fabricación.
- Año de fabricación.
- Tensión nominal.
- Intensidad nominal.
- Intensidad nominal de corta duración.
- Frecuencia industrial.

Junto al accionamiento de la aparamenta de las celdas se incorporarán, de forma gráfica y clara, las marcas e indicaciones necesarias para la correcta manipulación de dicha aparamenta.



En sitio bien visible estarán colocadas las instrucciones relativas a los socorros que deben prestarse en los accidentes causados por electricidad, debiendo estar el personal instruido prácticamente a este respecto, para aplicarlas en caso necesario. También, y en sitio visible, debe figurar el presente Reglamento y esquema de todas las conexiones de la instalación, aprobado por la Consejería de Industria, a la que se pasará aviso en el caso de introducir alguna modificación en este centro de transformación, para su inspección y aprobación, en su caso.

4.5.7.2. Puesta en servicio

Se conectarán primero los seccionadores de alta y a continuación el interruptor de alta, dejando en vacío el transformador. Posteriormente, se conectará el interruptor general de baja, procediendo en último término a la maniobra de la red de baja tensión.

Si al poner en servicio una línea se disparase el interruptor automático o hubiera fusión de cartuchos fusibles, antes de volver a conectar se reconocerá detenidamente la línea e instalaciones y, si se observase alguna irregularidad, se dará cuenta de modo inmediato a la empresa suministradora de energía.

4.5.7.3. Separación de servicio

Se procederá en orden inverso al determinado en el apartado anterior, o sea, desconectando la red de baja tensión y separando después el interruptor de alta y seccionadores.

4.5.7.4. Mantenimiento

El mantenimiento consistirá en la limpieza, engrasado y verificado de los componentes fijos y móviles de todos aquellos elementos que fuese necesario.

A fin de asegurar un buen contacto en las mordazas de los fusibles y cuchillas de los interruptores, así como en las bornas de fijación de las líneas de alta y de baja tensión, la limpieza se efectuará con la debida frecuencia. Esta se hará sobre banqueta, con trapos perfectamente secos, y teniendo muy presente que el aislamiento que es necesario para garantizar la seguridad personal, sólo se consigue



teniendo en perfectas condiciones y sin apoyar en metales u otros materiales derivados a tierra.

Si es necesario cambiar los fusibles, se emplearán de las mismas características de resistencia y curva de fusión.

La temperatura del líquido refrigerante no debe sobrepasar los 60°C.

Deben humedecerse con frecuencia las tomas de tierra. Se vigilará el buen estado de los aparatos, y cuando se observase alguna anomalía en el funcionamiento del centro de transformación, se pondrá en conocimiento de la compañía suministradora, para corregirla de acuerdo con ella.

4.5.8.Certificados y documentación

Se aportará, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos, la documentación siguiente:

- Autorización administrativa.
- Proyecto, suscrito por técnico competente.
- Certificado de tensiones de paso y contacto, por parte de empresa homologada.
- Certificado de Dirección de obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Escrito de conformidad por parte de la compañía suministradora.

4.5.9.Libro de órdenes

Se dispondrá en el centro de transformación de un libro de órdenes, en el que se harán constar las incidencias surgidas en el transcurso de su ejecución y explotación, incluyendo cada visita, revisión, etc.

4.5.10. Recepción de la obra

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 935

Una vez finalizadas las instalaciones el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la Obra. En la recepción de la instalación se incluirán los siguientes conceptos:

- Aislamiento. Consistirá en la medición de la resistencia de aislamiento del conjunto de la instalación y de los aparatos más importantes.
- Ensayo dieléctrico. Todo el material que forma parte del equipo eléctrico del centro deberá haber soportado por separado las tensiones de prueba a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo.
- Instalación de puesta a tierra. Se comprobará la medida de las resistencias de tierra, las tensiones de contacto y de paso, la separación de los circuitos de tierra y el estado y resistencia de los circuitos de tierra.
- Regulación y protecciones. Se comprobará el buen estado de funcionamiento de los relés de protección y su correcta regulación, así como los calibres de los fusibles.
- Transformadores. Se medirá la acidez y rigidez dieléctrica del aceite de los transformadores.



4.6. Condiciones Técnicas para la Obra Civil y Montaje de líneas eléctricas de Alta Tensión con conductores aislados

4.6.1.Preparación y programación de la Obra

Para la buena marcha de la ejecución de un proyecto de línea eléctrica de alta tensión, conviene hacer un análisis de los distintos pasos que hay que seguir y de la forma de realizarlos.

Inicialmente y antes de comenzar su ejecución, se harán las siguientes comprobaciones y reconocimientos:

Comprobar que se dispone de todos los permisos, tanto oficiales como particulares, para la ejecución del mismo (Licencia Municipal de apertura y cierre de zanjas, Condicionados de Organismos, etc.).

Hacer un reconocimiento, sobre el terreno, del trazado de la canalización, fijándose en la existencia de bocas de riego, servicios telefónicos, de agua, alumbrado público, etc. que normalmente se puedan apreciar por registros en vía pública.

Una vez realizado dicho reconocimiento se establecerá contacto con los Servicios Técnicos de las Compañías Distribuidoras afectadas (Agua, Gas, Teléfonos, Energía Eléctrica, etc.), para que señalen sobre el plano de planta del proyecto, las instalaciones más próximas que puedan resultar afectadas.

Es también interesante, de una manera aproximada, fijar las acometidas a las viviendas existentes de agua y de gas, con el fin de evitar, en lo posible, el deterioro de las mismas al hacer las zanjas.

El Contratista, antes de empezar los trabajos de apertura de zanjas hará un estudio de la canalización, de acuerdo con las normas municipales, así como de los pasos que sean necesarios para los accesos a los portales, comercios, garajes, etc., así como las chapas de hierro que hayan de colocarse sobre la zanja para el paso de vehículos, etc.

Todos los elementos de protección y señalización los tendrá que tener dispuestos el contratista de la obra antes de dar comienzo a la misma.



4.6.2.Zanjas

4.6.2.1. Zanjas en tierra

4.6.2.1.1. Ejecución

Su ejecución comprende:

- a) Apertura de las zanjas.
- b) Suministro y colocación de protección de arena.
- c) Suministro y colocación de protección de rasillas y ladrillo.
- d) Colocación de la cinta de atención al cable.
- e) Tapado y apisonado de las zanjas.
- f) Carga y transporte de las tierras sobrantes.
- g) Utilización de los dispositivos de balizamiento apropiados.

a) Apertura de las zanjas

Las canalizaciones, salvo casos de fuerza mayor, se ejecutarán en terrenos de dominio público, bajo las aceras, evitando ángulos pronunciados.

El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a bordillos o fachadas de los edificios principales.

Antes de proceder al comienzo de los trabajos, se marcarán, en el pavimento de las aceras, las zonas donde se abrirán las zanjas marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se dejarán puentes para la contención del terreno.

Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas construidas se indicarán sus situaciones, con el fin de tomar las precauciones debidas.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.



Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del conductor o conductores que se vayan a canalizar, de forma que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable.

Las zanjas se ejecutarán verticales hasta la profundidad escogida, colocándose entibaciones en los casos en que la naturaleza del terreno lo haga preciso.

Se dejará un paso de 50 cm entre las tierras extraídas y la zanja, todo a lo largo de la misma, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja.

Se deben tomar todas las precauciones precisas para no tapar con tierra registros de gas, teléfonos, bocas de riego, alcantarillas, etc.

Durante la ejecución de los trabajos en la vía pública se dejarán pasos suficientes para vehículos, así como los accesos a los edificios, comercios y garajes. Si es necesario interrumpir la circulación se precisará una autorización especial.

En los pasos de carruajes, entradas de garajes, etc., tanto existentes como futuros, los cruces serán ejecutados con tubos, de acuerdo con las recomendaciones del apartado correspondiente y previa autorización del Supervisor de Obra.

b) Suministro y colocación de protecciones de arenas

La arena que se utilice para la protección de los cables será limpia, suelta, áspera, crujiente al tacto; exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, para lo cual si fuese necesario, se tamizará o lavará convenientemente.

Se utilizará indistintamente de cantera o de río, siempre que reúna las condiciones señaladas anteriormente y las dimensiones de los granos serán de dos o tres milímetros como máximo.

Cuando se emplee la procedente de la zanja, además de necesitar la aprobación del Supervisor de la Obra, será necesario su cribado.



En el lecho de la zanja irá una capa de 10 cm. de espesor de arena, sobre la que se situará el cable. Por encima del cable irá otra capa de 15 cm. de arena. Ambas capas de arena ocuparán la anchura total de la zanja.

c) Suministro y colocación de protección de rasilla y ladrillo

Encima de la segunda capa de arena se colocará una capa protectora de rasilla o ladrillo, siendo su anchura de un pie (25 cm.) cuando se trate de proteger un solo cable o terna de cables en mazos. La anchura se incrementará en medio pie (12,5 cm.) por cada cable o terna de cables en mazos que se añada en la misma capa horizontal.

Los ladrillos o rasillas serán cerámicos, duros y fabricados con buenas arcillas. Su cocción será perfecta, tendrá sonido campanil y su fractura será uniforme, sin caliches ni cuerpos extraños. Tanto los ladrillos huecos como las rasillas estarán fabricados con barro fino y presentará caras planas con estrías.

Cuando se tiendan dos o más cables tripolares de MT o una o varias ternas de cables unipolares, entonces se colocará, a todo lo largo de la zanja, un ladrillo en posición de canto para separar los cables cuando no se pueda conseguir una separación de 25 cm. entre ellos.

d) Colocación de la cinta de Atención al cable

En las canalizaciones de cables de media tensión se colocará una cinta de cloruro de polivinilo, que denominaremos Atención a la existencia del cable, tipo UNESA. Se colocará a lo largo de la canalización una tira por cada cable de media tensión tripolar o terna de unipolares en mazos y en la vertical del mismo a una distancia mínima a la parte superior del cable de 30 cm. La distancia mínima de la cinta a la parte inferior del pavimento será de 10 cm.

e) Tapado y apisonado de las zanjas

Una vez colocadas las protecciones del cable, señaladas anteriormente, se rellenará toda la zanja con tierra de la excavación (previa eliminación de piedras gruesas, cortantes o escombros que puedan llevar), apisonada, debiendo realizarse



los 20 primeros cm. de forma manual, y para el resto es conveniente apisonar mecánicamente.

El tapado de las zanjas deberá hacerse por capas sucesivas de diez centímetros de espesor, las cuales serán apisonadas y regadas, si fuese necesario, con el fin de que quede suficientemente consolidado el terreno. La cinta de Atención a la existencia del cable, se colocará entre dos de estas capas, tal como se ha indicado en d). El contratista será responsable de los hundimientos que se produzcan por la deficiencia de esta operación y por lo tanto serán de su cuenta posteriores reparaciones que tengan que ejecutarse.

f) Carga y transporte a vertedero de las tierras sobrantes.

Las tierras sobrantes de la zanja, debido al volumen introducido en cables, arenas, rasillas, así como el esponje normal del terreno serán retiradas por el contratista y llevadas a vertedero.

El lugar de trabajo quedará libre de dichas tierras y completamente limpio.

g) Utilización de los dispositivos de balizamiento apropiados.

Durante la ejecución de las obras, éstas estarán debidamente señalizadas de acuerdo con los condicionamientos de los Organismos afectados y Ordenanzas Municipales.

4.6.2.1.2. Dimensiones y Condiciones Generales de Ejecución

4.6.2.1.2.1. Zanja normal para media tensión

Se considera como zanja normal para cables de media tensión la que tiene 0,60 m. de anchura media y profundidad 1,10 m., tanto en aceras como en calzada. Esta profundidad podrá aumentarse por criterio exclusivo del Supervisor de Obras.



La separación mínima entre ejes de cables tripolares, o de cables unipolares, componentes de distinto circuito, deberá ser de 0,20 m. separados por un ladrillo, o de 25 cm. entre capas externas sin ladrillo intermedio.

La distancia entre capas externas de los cables unipolares de fase será como mínimo de 8 cm. con un ladrillo o rasilla colocado de canto entre cada dos de ellos a todo lo largo de las canalizaciones.

Al ser de 10 cm. el lecho de arena, los cables irán como mínimo a 1 m. de profundidad. Cuando esto no sea posible y la profundidad sea inferior a 0,70 m. deberán protegerse los cables con chapas de hierro, tubos de fundición u otros dispositivos que aseguren una resistencia mecánica equivalente, siempre de acuerdo y con la aprobación del Supervisor de la Obra.

4.6.2.1.2.2. Zanja para media tensión en terreno con servicios

Cuando al abrir calas de reconocimiento o zanjas para el tendido de nuevos cables aparezcan otros servicios se cumplirán los siguientes requisitos.

- a) Se avisará a la empresa propietaria de los mismos. El encargado de la obra tomará las medidas necesarias, en el caso de que estos servicios queden al aire, para sujetarlos con seguridad de forma que no sufran ningún deterioro. Y en el caso en que haya que correrlos, para poder ejecutar los trabajos, se hará siempre de acuerdo con la empresa propietaria de las canalizaciones. Nunca se deben dejar los cables suspendidos, por necesidad de la canalización, de forma que estén en tracción, con el fin de evitar que las piezas de conexión, tanto en empalmes como en derivaciones, puedan sufrir.
- b) Se establecerán los nuevos cables de forma que no se entrecrucen con los servicios establecidos, guardando, a ser posible, paralelismo con ellos.
- c) Se procurará que la distancia mínima entre servicios sea de 30 cm. en la proyección horizontal de ambos.
- d) Cuando en la proximidad de una canalización existan soportes de líneas aéreas de transporte público, telecomunicación, alumbrado público, etc., el cable se colocará a una distancia mínima de 50 cm. de los bordes extremos de los soportes o de las fundaciones. Esta distancia pasará a 150 cm. cuando el



soporte esté sometido a un esfuerzo de vuelco permanente hacia la zanja. En el caso en que esta precaución no se pueda tomar, se utilizará una protección mecánica resistente a lo largo de la fundación del soporte, prolongada una longitud de 50 cm. a un lado y a otro de los bordes extremos de aquella con la aprobación del Supervisor de la Obra.

4.6.2.1.2.3. Zanja con más de una banda horizontal

Cuando en una misma zanja se coloquen cables de baja tensión y media tensión, cada uno de ellos deberá situarse a la profundidad que le corresponda y llevará su correspondiente protección de arena y rasilla.

Se procurará que los cables de media tensión vayan colocados en el lado de la zanja más alejada de las viviendas y los de baja tensión en el lado de la zanja más próximo a las mismas.

De este modo se logrará prácticamente una independencia casi total entre ambas canalizaciones.

La distancia que se recomienda guardar en la proyección vertical entre ejes de ambas bandas debe ser de 25 cm.

Los cruces en este caso, cuando los haya, se realizarán de acuerdo con lo indicado en los planos del proyecto.

4.6.2.2. Zanjas en roca

Se tendrá en cuenta todo lo dicho en el apartado de zanjas en tierra. La profundidad mínima será de 2/3 de los indicados anteriormente en cada caso. En estos casos se atenderá a las indicaciones del Supervisor de Obra sobre la necesidad de colocar o no protección adicional.

4.6.2.3. Zanjas anormales y especiales

La separación mínima entre ejes de cables multipolares o mazos de cables unipolares, componentes del mismo circuito, deberá ser de 0,20 m. separados por un ladrillo o de 0,25 m. entre caras sin ladrillo y la separación entre los ejes de los cables



extremos y la pared de la zanja de 0,10 m.; por tanto, la anchura de la zanja se hará con arreglo a estas distancias mínimas y de acuerdo con lo ya indicado cuando, además, haya que colocar tubos.

También en algunos casos se pueden presentar dificultades anormales (galerías, pozos, cloacas, etc.). Entonces los trabajos se realizarán con precauciones y normas pertinentes al caso y las generales dadas para zanjas de tierra.

4.6.2.4. Rotura de pavimentos

Además de las disposiciones dadas por la Entidad propietaria de los pavimentos, para la rotura, deberá tenerse en cuenta lo siguiente:

- a) La rotura del pavimento con maza (Almádena) está rigurosamente prohibida, debiendo hacer el corte del mismo de una manera limpia, con lajadera.
- b) En el caso en que el pavimento esté formado por losas, adoquines, bordillos de granito u otros materiales, de posible posterior utilización, se quitarán éstos con la precaución debida para no ser dañados, colocándose luego de forma que no sufran deterioro y en el lugar que molesten menos a la circulación.

4.6.2.5. Reposición de pavimentos

Los pavimentos serán repuestos de acuerdo con las normas y disposiciones dictadas por el propietario de los mismos.

Deberá lograrse una homogeneidad, de forma que quede el pavimento nuevo lo más igualado posible al antiguo, haciendo su reconstrucción con piezas nuevas si está compuesto por losas, losetas, etc. En general serán utilizados materiales nuevos salvo las losas de piedra, bordillo de granito y otros similares.

4.6.3. Cruces (cables entubados)

El cable deberá ir en el interior de tubos en los casos siguientes:

- a) Para el cruce de calles, caminos o carreteras con tráfico rodado.



- b) En las entradas de carruajes o garajes públicos.
- c) En los lugares en donde por diversas causas no debe dejarse tiempo la zanja abierta.
- d) En los sitios en donde esto se crea necesario por indicación del Proyecto o del Supervisor de la Obra.

4.6.3.1. Materiales

Los materiales a utilizar en los cruces normales serán de las siguientes cualidades y condiciones:

a) Los tubos podrán ser de cemento, fibrocemento, plástico, fundición de hierro, etc. provenientes de fábricas de garantía, siendo el diámetro que se señala en estas normas el correspondiente al interior del tubo y su longitud la más apropiada para el cruce de que se trate. La superficie será lisa.

Los tubos se colocarán de modo que en sus empalmes la boca hembra esté situada antes que la boca macho siguiendo la dirección del tendido probable, del cable, con objeto de no dañar a éste en la citada operación.

b) El cemento será Portland o artificial y de marca acreditada y deberá reunir en sus ensayos y análisis químicos, mecánicos y de fraguado, las condiciones de la vigente instrucción española del Ministerio de Obras Públicas. Deberá estar envasado y almacenado convenientemente para que no pierda las condiciones precisas. La dirección técnica podrá realizar, cuando lo crea conveniente, los análisis y ensayos de laboratorio que considere oportunos. En general se utilizará como mínimo el de calidad P-250 de fraguado lento.

c) La arena será limpia, suelta, áspera, crujendo al tacto y exenta de sustancias orgánicas o partículas terrosas, para lo cual si fuese necesario, se tamizará y lavará convenientemente. Podrá ser de río o miga y la dimensión de sus granos será de hasta 2 ó 3 mm.



- d) Los áridos y gruesos serán procedentes de piedra dura silíceas, compacta, resistente, limpia de tierra y detritus y, a ser posible, que sea canto rodado. Las dimensiones serán de 10 a 60 mm. con granulometría apropiada. Se prohíbe el empleo del llamado revoltón, o sea piedra y arena unida, sin dosificación, así como cascotes o materiales blandos.
- e) Agua - Se empleará el agua de río o manantial, quedando prohibido el empleo de aguas procedentes de ciénagas.
- f) Mezcla - La dosificación a emplear será la normal en este tipo de hormigones para fundaciones, recomendándose la utilización de hormigones preparados en plantas especializadas en ello.

4.6.3.2. Dimensiones y características generales de ejecución

Los trabajos de cruces, teniendo en cuenta que su duración es mayor que los de apertura de zanjas, empezarán antes, para tener toda la zanja a la vez, dispuesta para el tendido del cable.

Estos cruces serán siempre rectos, y en general, perpendiculares a la dirección de la calzada. Sobresaldrán en la acera, hacia el interior, unos 20 cm. del bordillo (debiendo construirse en los extremos un tabique para su fijación).

El diámetro de los tubos será de 20 cm. Su colocación y la sección mínima de hormigonado responderá a lo indicado en los planos. Estarán recibidos con cemento y hormigonados en toda su longitud.

Cuando por imposibilidad de hacer la zanja a la profundidad normal los cables estén situados a menos de 80 cm. de profundidad, se dispondrán en vez de tubos de fibrocemento ligero, tubos metálicos o de resistencia análoga para el paso de cables por esa zona, previa conformidad del Supervisor de Obra.

Los tubos vacíos, ya sea mientras se ejecuta la canalización o que al terminarse la misma se quedan de reserva, deberán taparse con rasilla y yeso, dejando en su interior un alambre galvanizado para guiar posteriormente los cables en su tendido.



Los cruces de vías férreas, cursos de agua, etc. deberán proyectarse con todo detalle.

Se debe evitar posible acumulación de agua o de gas a lo largo de la canalización situando convenientemente pozos de escape en relación al perfil altimétrico.

En los tramos rectos, cada 15 ó 20 m., según el tipo de cable, para facilitar su tendido se dejarán calas abiertas de una longitud mínima de 3 m. en las que se interrumpirá la continuidad del tubo. Una vez tendido el cable estas calas se taparán cubriendo previamente el cable con canales o medios tubos, recibiendo sus uniones con cemento o dejando arquetas fácilmente localizables para ulteriores intervenciones, según indicaciones del Supervisor de Obras.

Para hormigonar los tubos se procederá del modo siguiente:

Se hecha previamente una solera de hormigón bien nivelada de unos 8 cm. de espesor sobre la que se asienta la primera capa de tubos separados entre sí unos 4 cm. procediéndose a continuación a hormigonarlos hasta cubrirlos enteramente. Sobre esta nueva solera se coloca la segunda capa de tubos, en las condiciones ya citadas, que se hormigona igualmente en forma de capa. Si hay más tubos se procede como ya se ha dicho, teniendo en cuenta que, en la última capa, el hormigón se vierte hasta el nivel total que deba tener.

En los cambios de dirección se construirán arquetas de hormigón o ladrillo, siendo sus dimensiones las necesarias para que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable. No se admitirán ángulos inferiores a 90º y aún éstos se limitarán a los indispensables. En general los cambios de dirección se harán con ángulos grandes. Como norma general, en alineaciones superiores a 40 m. serán necesarias las arquetas intermedias que promedien los tramos de tendido y que no estén distantes entre sí más de 40 m.

Las arquetas sólo estarán permitidas en aceras o lugares por las que normalmente no debe haber tránsito rodado; si esto excepcionalmente fuera imposible, se reforzarán marcos y tapas.



En la arqueta, los tubos quedarán a unos 25 cm. por encima del fondo para permitir la colocación de rodillos en las operaciones de tendido. Una vez tendido el cable los tubos se taponarán con yeso de forma que el cable queda situado en la parte superior del tubo. La arqueta se rellenará con arena hasta cubrir el cable como mínimo.

La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Las arquetas podrán ser registrables o cerradas. En el primer caso deberán tener tapas metálicas o de hormigón provistas de argollas o ganchos que faciliten su apertura. El fondo de estas arquetas será permeable de forma que permita la filtración del agua de lluvia.

Si las arquetas no son registrables se cubrirán con los materiales necesarios para evitar su hundimiento. Sobre esta cubierta se echará una capa de tierra y sobre ella se reconstruirá el pavimento.

4.6.3.3. Características particulares de ejecución de cruzamiento y paralelismo con determinado tipo de instalaciones

El cruce de líneas eléctricas subterráneas con ferrocarriles o vías férreas deberá realizarse siempre bajo tubo. Dicho tubo rebasará las instalaciones de servicio en una distancia de 1,50 m. y a una profundidad mínima de 1,30 m. con respecto a la cara inferior de las traviesas. En cualquier caso se seguirán las instrucciones del condicionado del organismo competente.

En el caso de cruzamientos entre dos líneas eléctricas subterráneas directamente enterradas, la distancia mínima a respetar será de 0,25 m.

La mínima distancia entre la generatriz del cable de energía y la de una conducción metálica no debe ser inferior a 0,30 m. Además entre el cable y la conducción debe estar interpuesta una plancha metálica de 3 mm de espesor como mínimo u otra protección mecánica equivalente, de anchura igual al menos al diámetro de la conducción y de todas formas no inferior a 0,50 m.



Análoga medida de protección debe aplicarse en el caso de que no sea posible tener el punto de cruzamiento a distancia igual o superior a 1 m. de un empalme del cable.

En el paralelismo entre el cable de energía y conducciones metálicas enterradas se debe mantener en todo caso una distancia mínima en proyección horizontal de:

- 0,50 m. para gaseoductos
- 0,30 m. para otras conducciones

En el caso de cruzamiento entre líneas eléctricas subterráneas y líneas de telecomunicación subterránea, el cable de energía debe, normalmente, estar situado por debajo del cable de telecomunicación. La distancia mínima entre la generatriz externa de cada uno de los dos cables no debe ser inferior a 0,50 m. El cable colocado superiormente debe estar protegido por un tubo de hierro de 1m. de largo como mínimo y de tal forma que se garantice que la distancia entre las generatrices exteriores de los cables en las zonas no protegidas, sea mayor que la mínima establecida en el caso de paralelismo, que indica a continuación, medida en proyección horizontal. Dicho tubo de hierro debe estar protegido contra la corrosión y presentar una adecuada resistencia mecánica; su espesor no será inferior a 2 mm.

En donde por justificadas exigencias técnicas no pueda ser respetada la mencionada distancia mínima, sobre el cable inferior debe ser aplicada una protección análoga a la indicada para el cable superior. En todo caso la distancia mínima entre los dos dispositivos de protección no debe ser inferior a 0,10 m. El cruzamiento no debe efectuarse en correspondencia con una conexión del cable de telecomunicación, y no debe haber empalmes sobre el cable de energía a una distancia inferior a 1 m.

En el caso de paralelismo entre líneas eléctricas subterráneas y líneas de telecomunicación subterráneas, estos cables deben estar a la mayor distancia posible entre sí. En donde existan dificultades técnicas importantes, se puede admitir una distancia mínima en proyección sobre un plano horizontal, entre los puntos más próximos de las generatrices de los cables, no inferior a 0,50 m. en los cables interurbanos o a 0,30 m. en los cables urbanos.



4.6.4. Tendido de cables en tubulares

Cuando el cable se tienda a mano o con cabrestantes y dinamómetro, y haya que pasar el mismo por un tubo, se facilitará esta operación mediante una cuerda, unida a la extremidad del cable, que llevará incorporado un dispositivo de manga tiracables, teniendo cuidado de que el esfuerzo de tracción sea lo más débil posible, con el fin de evitar alargamiento de la funda de plomo, según se ha indicado anteriormente.

Se situará un hombre en la embocadura de cada cruce de tubo, para guiar el cable y evitar el deterioro del mismo o rozaduras en el tramo del cruce.

Los cables de media tensión unipolares de un mismo circuito, pasarán todos juntos por un mismo tubo dejándolos sin encintar dentro del mismo.

Nunca se deberán pasar dos cables trifásicos de media tensión por un tubo.

En aquellos casos especiales que a juicio del Supervisor de la Obra se instalen los cables unipolares por separado, cada fase pasará por un tubo y en estas circunstancias los tubos no podrán ser nunca metálicos.

Se evitarán en lo posible las canalizaciones con grandes tramos entubados y si esto no fuera posible se construirán arquetas intermedias en los lugares marcados en el proyecto, o en su defecto donde indique el Supervisor de Obra (según se indica en el apartado CRUCES (cables entubados)).

Una vez tendido el cable, los tubos se taparán perfectamente con cinta de yute Pirelli Tupir o similar, para evitar el arrastre de tierras, roedores, etc., por su interior y servir a la vez de almohadilla del cable. Para ello se sierra el rollo de cinta en sentido radial y se ajusta a los diámetros del cable y del tubo quitando las vueltas que sobren.

4.6.5. Montajes

4.6.5.1. Empalmes

Se ejecutarán los tipos denominados reconstruidos indicados en el proyecto, cualquiera que sea su aislamiento: papel impregnado, polímero o plástico.



Para su confección se seguirán las normas dadas por el Director de Obra o en su defecto las indicadas por el fabricante del cable o el de los empalmes.

En los cables de papel impregnado se tendrá especial cuidado en no romper el papel al doblar las venas del cable, así como en realizar los baños de aceite con la frecuencia necesaria para evitar coqueras. El corte de los rollos de papel se hará por rasgado y no con tijera, navaja, etc.

En los cables de aislamiento seco, se prestará especial atención a la limpieza de las trazas de cinta semiconductora pues ofrecen dificultades a la vista y los efectos de un deficiencia en este sentido pueden originar el fallo del cable en servicio.

4.6.5.2. Botellas terminales

Se utilizará el tipo indicado en el proyecto, siguiendo para su confección las normas que dicte el Director de Obra o en su defecto el fabricante del cable o el de las botellas terminales.

En los cables de papel impregnado se tendrá especial cuidado en las soldaduras, de forma que no queden poros por donde pueda pasar humedad, así como en el relleno de las botellas, realizándose éste con calentamiento previo de la botella terminal y de forma que la pasta rebase por la parte superior.

Asimismo, se tendrá especial cuidado en el doblado de los cables de papel impregnado, para no rozar el papel, así como en la confección del cono difusor de flujos en los cables de campo radial, prestando atención especial a la continuidad de la pantalla.

Se recuerdan las mismas normas sobre el corte de los rollos de papel, y la limpieza de los trozos de cinta semiconductora dadas en el apartado anterior de Empalmes.

4.6.5.3. Autoválvulas y seccionador

Los dispositivos de protección contra sobretensiones de origen atmosférico serán pararrayos autovalvulares tal y como se indica en la memoria del proyecto, colocados sobre el apoyo de entronque A/S, inmediatamente después del Seccionador según el sentido de la corriente. El conductor de tierra del pararrayo se



colocará por el interior del apoyo resguardado por las caras del angular del montaje y hasta tres metros del suelo e irá protegido mecánicamente por un tubo de material no ferromagnético.

El conductor de tierra a emplear será de cobre aislado para la tensión de servicio, de 50 mm² de sección y se unirá a los electrodos de barra necesarios para alcanzar una resistencia de tierra inferior a 20 Ω .

La separación de ambas tomas de tierra será como mínimo de 5 m.

Se pondrá especial cuidado en dejar regulado perfectamente el accionamiento del mando del seccionador.

Los conductores de tierra atravesarán la cimentación del apoyo mediante tubos de fibrocemento de 6 cm. inclinados de manera que partiendo de una profundidad mínima de 0,60 m. emerjan lo más recto posible de la peana en los puntos de bajada de sus respectivos conductores.

4.6.5.4. Herrajes y conexiones

Se procurará que los soportes de las botellas terminales queden fijos tanto en las paredes de los centros de transformación como en las torres metálicas y tengan la debida resistencia mecánica para soportar el peso de los soportes, botellas terminales y cable.

Asimismo, se procurará que queden completamente horizontales.

4.6.6. Varios

4.6.6.1. Colocación de cables en tubos y engrapado en columna (entronques aéreo-subterráneos para M.T.).

Los tubos serán de poliéster y se colocarán de forma que no dañen a los cables y queden fijos a la columna, poste u obra de fábrica, sin molestar el tránsito normal de la zona, con 0,50 m. aproximadamente bajo el nivel del terreno, y 2,50 m. sobre él. Cada cable unipolar de M.T. pasará por un tubo.

El engrapado del cable se hará en tramos de uno o dos metros, de forma que se repartan los esfuerzos sin dañar el aislamiento del cable.



El taponado del tubo será hermético y se hará con un capuchón de protección de neopreno o en su defecto, con cinta adhesiva o de relleno, pasta que cumpla su misión de taponar, no ataque el aislamiento del cable y no se estropee o resquebraje con el tiempo para los cables con aislamiento seco. Los de aislamiento de papel se taponarán con un rollo de cinta Tupir adaptado a los diámetros del cable y del tubo.

4.6.7. Transporte de bobinas de cables

La carga y descarga, sobre camiones o remolques apropiados, se hará siempre mediante una barra adecuada que pase por el orificio central de la bobina.

Bajo ningún concepto se podrá retener la bobina con cuerdas, cables o cadenas que abracen la bobina y se apoyen sobre la capa exterior del cable enrollado, asimismo no se podrá dejar caer la bobina al suelo desde un camión o remolque.

Condiciones técnicas para la ejecución de redes subterráneas de distribución en Baja Tensión



4.7. Condiciones Técnicas para la Obra Civil y Montaje de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión

4.7.1. Objeto y campo de aplicación

Este Pliego de Condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de montaje de líneas aéreas de 3ª categoría, especificadas en el correspondiente proyecto.

Estas obras se refieren al suministro e instalación de los materiales necesarios en la construcción de las líneas aéreas de alta tensión hasta 25 kV con apoyos metálicos y de hormigón.

Los Pliegos de Condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

4.7.2. Ejecución del trabajo

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos que deberán realizarse conforme a las reglas del arte.

4.7.2.1. Replanteo de apoyos

Como referencia para determinar la situación de los ejes de las cimentaciones, se dará a las estaquillas la siguiente disposición:

- a) Una estaquilla para los apoyos de madera.
- b) Tres estaquillas para todos los apoyos que se encuentren en alineación, aun cuando sean de amarre.
- c) Cinco estaquillas para los apoyos de ángulo; las estaquillas se dispondrán en cruz según las direcciones de las bisectrices del ángulo que forma la línea y la central indicará la proyección vertical del apoyo.

Se deberán tomar todas las medidas con la mayor exactitud, para conseguir que los ejes de las excavaciones se hallen perfectamente situados y evitar que haya necesidad de rasgar las paredes de los hoyos, con el consiguiente aumento en el volumen de la fundación que sería a cargo de la Contrata.



4.7.2.2. Apertura de hoyos

Los trabajos comprendidos en este epígrafe son los siguientes:

- **Excavación:** Se refiere a la excavación necesaria para los macizos de las fundaciones de los apoyos, en cualquier clase de terreno. Esta unidad de obra comprende la retirada de la tierra y relleno de la excavación resultante después del hormigonado, suministro de explosivos, agotamiento de aguas, entibado y cuantos elementos sean en cada caso necesarios para su ejecución.
- **Explanación:** Comprende la excavación a cielo abierto, con el fin de dar salida a las aguas y nivelar el terreno en el que se coloca el apoyo, comprendiendo el suministro de explosivos, herramientas y cuantos elementos sean necesarios para su ejecución.

Las dimensiones de las excavaciones se ajustarán lo más posible a las dadas en el Proyecto o en su defecto a las indicadas por la Dirección Técnica. Las paredes de los hoyos serán verticales.

Si por cualquier causa se originase un aumento en el volumen de la excavación, ésta será por cuenta del Contratista, certificándose solamente el volumen teórico. Cuando sea necesario variar las dimensiones de la excavación, se hará de acuerdo con la Dirección Técnica.

El Contratista tomará las disposiciones convenientes para dejar el menor tiempo posible abiertas las excavaciones, con objeto de evitar accidentes. Las excavaciones de los fosos para las cimentaciones deberán ejecutarse de tal forma que no queden fosos abiertos a una distancia de más de 3 km. para las líneas con apoyos metálicos y a 1 km. para las líneas de hormigón y madera, por delante del equipo encargado del hormigonado o del equipo de izado de apoyos según queden o no hormigonados los apoyos. En el caso de que, por la naturaleza de la obra, esto no se pueda cumplir, deberá ser consultada la Dirección Técnica. Si a causa de la constitución del terreno o por causas atmosféricas los fosos amenazasen derrumbarse, deberán ser entibados, tomándose las medidas de seguridad necesarias para evitar el desprendimiento del terreno y que éste sea arrastrado por las aguas. En



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 955

el caso de que penetrase agua en fosos, ésta deberá ser achicada antes del relleno de hormigón.

Cuando se efectúen trabajos de desplazamiento de tierras, la capa vegetal arable será separada de forma que pueda ser colocada después en su yacimiento primitivo, volviéndose a dar de esta forma su estado de suelo cultivable. La tierra sobrante de las excavaciones que no pueda ser utilizada en el relleno de los fosos, deberá quitarse allanando y limpiando el terreno que circunde el apoyo. Dicha tierra deberá ser transportada a un lugar donde al depositarla no ocasione perjuicio alguno.

En terrenos inclinados, se efectuará una explanación del terreno, al nivel correspondiente a la estaca central. Como regla general se estipula que la profundidad de la excavación debe referirse al nivel medio antes citado. La explanación se prolongará hasta 30 cm., como mínimo, por fuera de la excavación, prolongándose después con el talud natural de la tierra circundante, con el fin de que los montantes del apoyo no queden recubiertos de tierra.

Las excavaciones se realizarán con útiles apropiados según el tipo de terreno. En terrenos rocosos será imprescindible el uso de explosivos o martillo compresor, siendo por cuenta del Contratista la obtención de los permisos de utilización de explosivos. En terrenos con agua deberá procederse a su desecado, procurando hormigonar después lo más rápidamente posible para evitar el riesgo de desprendimiento en las paredes del hoyo, aumentando así las dimensiones del mismo.

Cuando se empleen explosivos para la apertura de los fosos, su manipulación, almacenaje, transporte, etc., deberá ajustarse en todo a las disposiciones vigentes en cada momento respecto a esta clase de trabajos. En la excavación con empleo de explosivos, el Contratista deberá tomar las precauciones adecuadas para que en el momento de la explosión no se proyecten al exterior piedras que puedan provocar accidentes o desperfectos, cuya responsabilidad correría a cargo del Contratista. Igualmente se cuidará que la roca no sea dañada, debiendo arrancarse todas aquellas piedras movedizas que no formen bloques con la roca, o que no estén suficientemente empotradas en el terreno.



4.7.2.3. Transporte, acarreo y acopio a pie de hoyo

Los apoyos no serán arrastrados ni golpeados. Se tendrá especial cuidado en su manipulación ya que un golpe puede torcer o romper cualquiera de los perfiles que lo componen, en cuyo caso deberán ser reparados antes de su izado o armado.

Los apoyos de hormigón se transportarán en góndolas por carretera hasta el Almacén de Obra y desde este punto con carros especiales o elementos apropiados hasta el pie del hoyo.

El Contratista tomará nota de los materiales recibidos dando cuenta al Director de Obra de las anomalías que se produzcan.

Cuando se transporten apoyos despiezados es conveniente que sus elementos vayan numerados, en especial las diagonales. Por ninguna causa los elementos que componen el apoyo se utilizarán como palanca o arriostramiento.

4.7.2.4. Cimentaciones

Comprende el hormigonado de los macizos de las fundaciones, incluido el transporte y suministro de todos los áridos y demás elementos necesarios a pie de hoyo, el transporte y colocación de los anclajes y plantillas, así como la correcta nivelación de los mismos.

La cimentación de los apoyos se realizará de acuerdo con el Proyecto. Se empleará un hormigón cuya dosificación sea de 200 kg/cm².

El amasado del hormigón se hará con hormigonera o si no sobre chapas metálicas, procurando que la mezcla sea lo más homogénea posible. Tanto el cemento como los áridos serán medidos con elementos apropiados.

Para los apoyos metálicos, los macizos sobrepasarán el nivel del suelo en 10 cm. como mínimo en terrenos normales, y 20 cm en terrenos de cultivo. La parte superior de este macizo estará terminada en forma de punta de diamante, a base de mortero rico en cemento, con una pendiente de un 10 % como mínimo como vierte-aguas.



Para los apoyos de hormigón, los macizos de cimentación quedarán 10 cm por encima del nivel del suelo, y se les dará una ligera pendiente como vierte-aguas.

Se tendrá la precaución de dejar un conducto para poder colocar el cable de tierra de los apoyos. Este conducto deberá salir a unos 30 cm bajo el nivel del suelo, y, en la parte superior de la cimentación, junto a un angular o montante.

4.7.2.4.1. Arena

Puede proceder de ríos, arroyos y canteras. Debe ser limpia y no contener impurezas orgánicas, arcillosas, carbón, escorias, yeso, mica o feldespatos. Se dará preferencia a la arena cuarzosa, la de origen calizo, siendo preferibles las arenas de superficie áspera o angulosa.

La determinación de la cantidad de arcilla se comprobará según el ensayo siguiente: De la muestra del árido mezclado se separará con el tamiz de 5 mm 100 cm³ de arena, los cuales se verterán en una probeta de vidrio graduado hasta 300 cm³. Una vez llena de agua hasta la marca de 150 cm³ se agitará fuertemente tapando la boca con la mano; hecho esto se dejará sedimentar durante una hora. En estas condiciones el volumen aparente de arcilla no superará el 8 %.

La proporción de materias orgánicas se determina mezclando 100 cm³ de arena con una solución de sosa al 3 % hasta completar 150 cm³. Después de 24 horas, el líquido deberá quedar sin coloración, o presentar como máximo un color amarillo pálido.

Los ensayos de las arenas se harán sobre mortero de la siguiente dosificación (en peso):

- 1 parte de cemento
- 3 partes de arena

Esta probeta de mortero conservada en agua durante siete días deberá resistir a la tracción en la romana de Michaelis un esfuerzo comprendido entre los 12 y 14 kg/cm². Toda arena que sin contener materias orgánicas no resista el esfuerzo de tracción anteriormente indicado, será desechada.



En obras de pequeña importancia, se puede emplear el procedimiento siguiente para determinar la calidad de la arena: Se toma un poco de arena y se aprieta con la mano, si es silíceo y limpia debe crujir. La mano ha de quedar, al tirar la arena, limpia de arcilla y barro.

4.7.2.4.2. Grava

Podrá proceder de canteras o de graveras de río, y deberá estar limpia de materias extrañas como limo o arcilla, no conteniendo más de un 3 % en volumen de cuerpos extraños inertes.

Se prohíbe el empleo de revoltón, o sea, piedra y arenas unidas sin dosificación, así como cascotes o materiales blandos. Deberá ser de tamaño comprendido entre 2 y 6 cm., no admitiéndose piedras ni bloques de mayor tamaño.

4.7.2.4.3. Cemento

Se empleará cualquiera de los cementos Portland de fraguado lento existentes en el mercado, en envases de papel de 50 kg netos.

En el caso de terreno yesoso se empleará cemento puzolánico.

Previa autorización de la Dirección Técnica podrán utilizarse cementos especiales, en aquellos casos que lo requieran.

4.7.2.4.4. Agua

Son admisibles, sin necesidad de ensayos previos, todas las aguas que sean potables y aquellas que procedan de río o manantial, a condición de que su mineralización no sea excesiva.

Se prohíbe el empleo de aguas que procedan de ciénagas, o estén muy cargadas de sales carbonosas o selenitosas.

4.7.2.4.5. Hormigón

El amasado de hormigón se efectuará en hormigonera o a mano, siendo preferible el primer procedimiento; en el segundo caso se hará sobre chapa metálica de suficientes dimensiones para evitar que se mezcle con la tierra y se procederá primero a la elaboración del mortero de cemento y arena, añadiéndose a continuación



la grava, y entonces se le dará una vuelta a la mezcla, debiendo quedar ésta de color uniforme; si así no ocurre, hay que volver a dar otras vueltas hasta conseguir la uniformidad; una vez conseguida se añadirá a continuación el agua necesaria antes de verter al hoyo.

Se empleará hormigón cuya dosificación sea de 200 kg/m³. La composición normal de la mezcla será:

- Cemento: 1
- Arena: 3
- Grava: 6

La dosis de agua no es un dato fijo, y varía según las circunstancias climatológicas y los áridos que se empleen.

El hormigón obtenido será de consistencia plástica, pudiéndose comprobar su docilidad por medio del cono de Abrams. Dicho cono consiste en un molde tronco-cónico de 30 cm. de altura y bases de 10 y 20 cm. de diámetro. Para la prueba se coloca el molde apoyado por su base mayor, sobre un tablero, llenándolo por su base menor, y una vez lleno de hormigón y enrasado se levanta dejando caer con cuidado la masa. Se mide la altura H del montón formado y en función de ella se conoce la consistencia:

- | | | |
|---|--------------|---------|
| • | Consistencia | H (cm.) |
| • | Seca | 30 a 28 |
| • | Plástica | 28 a 20 |
| • | Blanda | 20 a 15 |
| • | Fluida | 15 a 10 |

En la prueba no se utilizará árido de más de 5 cm.

4.7.2.4.6. Ejecución de las cimentaciones

La ejecución de las cimentaciones se realizará de acuerdo con el Proyecto.

Los encofrados serán mojados antes de empezar el hormigonado. En tiempos de heladas deberán suspenderse los trabajos de hormigonado; no obstante, si la



urgencia de la obra lo requiere, puede proseguirse el hormigonado, tomando las debidas precauciones, tales como cubrir el hormigón que está fraguando por medio de sacos, paja, etc. Cuando sea necesario interrumpir un trabajo de hormigonado, al reanudar la obra, se lavará la parte construida con agua, barriéndola con escobas metálicas y cubriendo después la superficie con un enlucido de cemento bastante fluido. Los macizos sobrepasarán el nivel del suelo en 10 cm, como mínimo, en terrenos normales, y 20 cm en terreno de cultivo. La parte superior de este macizo estará terminada en forma de punta de diamante, a base de mortero rico en cemento, con una pendiente de un 10 % como mínimo, como vierte-aguas. Se tendrá la precaución de dejar un conducto para poder colocar el cable de tierra de los apoyos. Este conducto deberá salir unos 30 cm bajo el nivel del suelo y, en la parte superior de la cimentación, junto a un angular o montante.

La manera de ejecutar la cimentación será la siguiente:

- a) Se echará primeramente una capa de hormigón seco fuertemente apisonado, de 25 cm de espesor, de manera que teniendo el poste un apoyo firme y limpio, se conserve la distancia marcada en el plano desde la superficie del terreno hasta la capa de hormigón.
- b) Al día siguiente se colocará sobre él la base del apoyo o el apoyo completo, según el caso, nivelándose cuidadosamente el plano de unión de la base con la estructura exterior del apoyo, en el primer caso, o bien, se aplomará el apoyo completo, en el segundo caso, inmovilizando dichos apoyos por medio de vientos.
- c) Cuando se trate de apoyos de ángulo o final de línea, se dará a la superficie de la base o al apoyo una inclinación del 0,5 al 1 % en sentido opuesto a la resultante de las fuerzas producidas por los conductores.
- d) Después se rellenará de hormigón el foso, o bien se colocará el encofrado en las que sea necesario, vertiendo el hormigón y apisonándolo a continuación.
- e) Al día siguiente de hormigonada la fundación, y en caso de que tenga encofrado lateral, se retirará éste y se rellenará de tierra apisonada el hueco existente entre el hormigón y el foso.



- f) En los recorridos, se cuidará la verticalidad de los encofrados y que éstos no se muevan durante su relleno. Estos recrecidos se realizarán de forma que las superficies vistas queden bien terminadas.

4.7.2.5. Armado e izado de apoyos

Los trabajos comprendidos en este epígrafe son el armado, izado y aplomado de los apoyos, incluido la colocación de crucetas y el anclaje, así como el herramental y todos los medios necesarios para esta operación.

Antes del montaje en serie de los apoyos, se deberá realizar un muestreo (de al menos el 10 %), montándose éstos con el fin de comprobar si tienen un error sistemático de construcción que convenga ser corregido por el constructor de los apoyos, con el suficiente tiempo.

El armado de estos apoyos se realizará teniendo presente la concordancia de diagonales y presillas. Cada uno de los elementos metálicos del apoyo será ensamblado y fijado por medio de tornillos.

Si en el curso del montaje aparecen dificultades de ensambladura o defectos sobre algunas piezas que necesiten su sustitución o su modificación, el Contratista lo notificará a la Dirección Técnica.

No se empleará ningún elemento metálico doblado, torcido, etc. Sólo podrán enderezarse previo consentimiento del Director de Obra. En el caso de rotura de barras y rasgado de taladros, por cualquier causa, el Contratista tiene la obligación de proceder al cambio de los elementos rotos, previa autorización de la Dirección Técnica.

El criterio de montaje del apoyo será el adecuado al tipo del mismo, y una vez instalado dicho apoyo, deberá quedar vertical, salvo en los apoyos de fin de línea o ángulo, que se le dará una inclinación del 0,5 al 1 % en sentido opuesto a la resultante de los esfuerzos producidos por los conductores. En ambas posiciones se admitirá una tolerancia del 0,2 %.

El procedimiento de levante será determinado por la Contrata, el cual deberá contar con la aprobación de la Dirección Técnica. Todas las herramientas que se



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 962

utilicen en el izado, se hallarán en perfectas condiciones de conservación y serán las adecuadas.

En el montaje e izado de los apoyos, como observancia principal de realización ha de tenerse en cuenta que ningún elemento sea solicitado por esfuerzos capaces de producir deformaciones permanentes.

Los postes metálicos o de hormigón con cimentación, por tratarse de postes pesados, se recomienda que sean izados con pluma o grúa, evitando que el aparejo dañe las aristas o montantes del poste.

El izado de los apoyos de hormigón sin cimentación se efectuará con medios mecánicos apropiados, no instalándose nunca en terrenos con agua. Para realizar la sujeción del apoyo se colocará en el fondo de la excavación un lecho de piedras. A continuación se realiza la fijación del apoyo, bien sobre toda la profundidad de la excavación, bien colocando tres coronas de piedra formando cuñas, una en el fondo de la excavación, la segunda a la mitad de la misma y la tercera a 20 cm, aproximadamente, por debajo del nivel del suelo. Entre dichas cuñas se apisonará convenientemente la tierra de excavación.

Una vez terminado el montaje del apoyo, se retirarán los vientos sustentadores, no antes de 48 horas.

Después de su izado y antes del tendido de los conductores, se apretarán los tornillos dando a las tuercas la presión correcta. El tornillo deberá sobresalir de la tuerca por lo menos tres pasos de rosca. Una vez que se haya comprobado el perfecto montaje de los apoyos, se procederá al graneteado de los tornillos, con el fin de impedir que se aflojen.

Terminadas todas las operaciones anteriores, y antes de proceder al tendido de los conductores, la Contrata dará aviso para que los apoyos montados sean recepcionados por la Dirección Técnica.



4.7.2.6. Protección de las superficies metálicas

Todos los elementos de acero deberán estar galvanizados por inmersión.

4.7.2.7. Tendido, tensado y engrapado de los conductores

Los trabajos comprendidos en este epígrafe son los siguientes:

- Colocación de los aisladores y herrajes de sujeción de los conductores.
- Tendido de los conductores, tensado inicial, regulado y engrapado de los mismos.

Comprende igualmente el suministro de herramental y demás medios necesarios para estas operaciones, así como su transporte a lo largo de la línea.

4.7.2.7.1. Colocación de aisladores

La manipulación de aisladores y de los herrajes auxiliares de los mismos se hará con el mayor cuidado.

Cuando se trate de cadenas de aisladores, se tomarán todas las precauciones para que éstos no sufran golpes, ni entre ellos ni contra superficies duras, y su manejo se hará de forma que no flexen.

En el caso de aisladores rígidos se fijará el soporte metálico, estando el aislador en posición vertical invertida.

4.7.2.7.2. Tendido de los conductores

No se comenzará el tendido de un cantón si todos los postes de éste no están recepcionados. De cualquier forma, las operaciones de tendido no serán emprendidas hasta que hayan pasado 15 días desde la terminación de la cimentación de los apoyos de ángulo y amarre, salvo indicación en contrario de la Dirección Técnica.

El tendido de los conductores debe realizarse de tal forma que se eviten torsiones, nudos, aplastamientos o roturas de alambres, roces en el suelo, apoyos o cualquier otro obstáculo. Las bobinas no deben nunca ser rodadas sobre un terreno con asperezas o cuerpos duros susceptible de estropear los cables, así como



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 964

tampoco deben colocarse en lugares con polvo o cualquier otro cuerpo extraño que pueda introducirse entre los conductores.

Antes del tendido se instalarán los pórticos de protección para cruces de carreteras, ferrocarriles, líneas de alta tensión, etc.

Para el tendido se instalarán poleas con garganta de madera o aluminio con objeto de que el rozamiento sea mínimo.

Durante el tendido se tomarán todas las precauciones posibles, tales como arriostramiento, para evitar deformaciones o fatigas anormales de crucetas, apoyos y cimentaciones. En particular en los apoyos de ángulo y anclaje.

Se dispondrán, al menos, de un número de poleas igual a tres veces el número de vanos del cantón más grande. Las gargantas de las poleas de tendido serán de aleación de aluminio, madera o teflón y su diámetro como mínimo 20 veces el del conductor.

Cuando se haga el tendido sobre vías de comunicación, se establecerán protecciones especiales, de carácter provisional, que impida la caída de dichos conductores sobre las citadas vías, permitiendo al mismo tiempo el paso por las mismas sin interrumpir la circulación. Estas protecciones, aunque de carácter provisional, deben soportar con toda seguridad los esfuerzos anormales que por accidentes puedan actuar sobre ellas. En caso de cruce con otras líneas (A.T., B.T. o de comunicaciones) también deberán disponerse la protecciones necesarias de manera que exista la máxima seguridad y que no se dañen los conductores durante su cruce. Cuando hay que dejar sin tensión una línea para ser cruzada, deberán estar preparadas todas las herramientas y materiales con el fin de que el tiempo de corte se reduzca al mínimo y no se cortarán hasta que todo esté preparado.

Cuando el cruzamiento sea con una línea eléctrica (A.T. y B.T.), una vez conseguido del propietario de la línea de corte, se tomarán las siguientes precauciones:



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 965

- Comprobar que estén abiertas, con corte visible, todas las fuentes de tensión, mediante interruptores y seccionadores que aseguren la imposibilidad de un cierre intespestivo.
- Comprobar el enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte.
- Reconocimiento de la ausencia de tensión.
- Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.
- Colocar las señales de seguridad adecuadas delimitando las zonas de trabajo.

Para poder cumplimentar los puntos anteriores, el Contratista deberá disponer, y hacer uso, de detector de A.T. adecuado y de tantas puestas a tierra y en cortocircuito como posibles fuentes de tensión.

Si existe arbolado que pueda dañar a los conductores, y éstos a su vez a los árboles, dispondrán de medios especiales para que esto no ocurra.

Durante el tendido, en todos los puntos de posible daño al conductor, el Contratista deberá desplazar a un operario con los medios necesarios para que aquél no sufra daños.

Si durante el tendido se producen roturas de venas del conductor, el Contratista deberá consultar con la Dirección Técnica la clase de reparación que se debe ejecutar.

Los empalmes de los conductores podrán efectuarse por el sistema de manguitos de torsión, máquinas de husillo o preformados, según indicación previa de la Dirección Técnica y su colocación se hará de acuerdo con las disposiciones contenidas en el vigente Reglamento Técnico de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión. Todos los empalmes deberán ser cepillados cuidadosamente para asegurar la perfecta limpieza de las superficies a unir, no debiéndose apoyar sobre la tierra estas superficies limpias, para lo que se recomienda la utilización de tomas.

El Contratista será el responsable de las averías que se produzcan por la no observancia de estas prescripciones.



4.7.2.7.3. Tensado, regulado y engrapado de los conductores

Previamente al tensado de los conductores, deberán ser venteados los apoyos primero y último del cantón, de modo que se contrarresten los esfuerzos debidos al tensado.

Los mecanismos para el tensado de los cables podrán ser los que la Contrata estime, con la condición de que se coloquen a distancia conveniente del apoyo de tense, de tal manera que el ángulo que formen las tangentes del cable a su paso por la polea no sea inferior a 150°.

La Dirección Técnica facilitará al Contratista, para cada cantón, el vano de regulación y las flechas de este vano para las temperaturas habituales en esa época, indicando los casos en que la regulación no pueda hacerse por tablillas y sea necesario el uso de taquímetro.

Antes de regular el cable se medirá su temperatura con un termómetro de contacto, poniéndolo sobre el cable durante 5 minutos.

El Contratista facilitará a la Dirección Técnica, para su comprobación, la altura mínima de los conductores, en el caso más desfavorable de toda la línea, indicando la temperatura a la que fué medida. Iguales datos facilitará en todos los vanos de cruzamiento.

El afino y comprobación del regulado se realizará siempre por la flecha.

En el caso de cantones de varios vanos, después del tensado y regulado de los conductores, se mantendrán éstos sobre las poleas durante 24 horas como mínimo, para que puedan adquirir una posición estable. Entonces se procederá a la realización de los anclajes y luego se colocarán los conductores sobre las grapas de suspensión.

Si una vez engrapado el conductor se comprueba que la grapa no se ha puesto en el lugar correcto y que, por tanto, la flecha no es la que debía resultar, se volverá a engrapar, y si el conductor no se ha dañado se cortará el trozo que la Dirección Técnica marque, ejecutándose los manguitos correspondientes.



En los puentes flojos deberán cuidar su distancia a masa y la verticalidad de los mismos, así como su homogeneidad. Para los empalmes que se ejecuten en los puentes flojos se utilizarán preformados.

En las operaciones de engrapado se cuidará especialmente la limpieza de su ejecución, empleándose herramientas no cortantes, para evitar morder los cables de aluminio.

Si hubiera alguna dificultad para encajar entre sí o con el apoyo algún elemento de los herrajes, éste no deberá ser forzado con el martillo y debe ser cambiado por otro.

Al ejecutar el engrapado en las cadenas de suspensión, se tomarán las medidas necesarias para conseguir un aplomado perfecto. En el caso de que sea necesario correr la grapa sobre el conductor para conseguir el aplomado de las cadenas, este desplazamiento no se hará a golpe de martillo u otra herramienta; se suspenderá el conductor, se dejará libre la grapa y ésta se correrá a mano hasta donde sea necesario. La suspensión del cable se hará, o bien por medio de una grapa, o por cuerdas que no dañen el cable.

El apretado de los estribos se realizará de forma alternativa para conseguir una presión uniforme de la almohadilla sobre el conductor, sin forzarla, ni menos romperla.

El punto de apriete de la tuerca será el necesario para comprimir la arandela elástica.

4.7.2.8. Reposición del terreno

Las tierras sobrantes, así como los restos del hormigonado, deberán ser extendidas si el propietario del terreno lo autoriza, o retiradas a vertedero en caso contrario, todo lo cuál será a cargo del Contratista.

Todos los daños serán por cuenta del Contratista, salvo aquellos aceptados por el Director de Obra.



4.7.2.9. Numeración de apoyos. Avisos de peligro eléctrico

Se numerarán los apoyos con pintura negra, ajustándose dicha numeración a la dada por el Director de Obra. Las cifras serán legibles desde el suelo.

La placa de señalización de "Riesgo eléctrico" se colocará en el apoyo a una altura suficiente para que no se pueda quitar desde el suelo. Deberá cumplir las características señaladas en la Recomendación UNESA 0203.

4.7.2.10. Tomas de tierra

El trabajo detallado en este epígrafe comprende la apertura y cierre del foso y zanja para la hinca del electrodo (o colocación del anillo), así como la conexión del electrodo, o anillo, al apoyo a través del macizo de hormigón.

Podrá efectuarse por cualquiera de los dos sistemas siguientes: Electrodo de difusión o Anillos cerrados. Cuando los apoyos soporten interruptores, seccionadores u otros aparatos de maniobra, deberán disponer de tomas de tierra de tipo de anillos cerrados.

4.7.2.10.1. Electrodo de difusión

Cada apoyo dispondrá de tantos electrodos de difusión como sean necesarios para obtener una resistencia de difusión no superior a 20 ohmios, los cuales se conectarán entre sí y al apoyo por medio de un cable de cobre de 35 mm² de sección, pudiendo admitirse dos cables de acero galvanizado de 50 mm² de sección cada uno.

Al pozo de cada electrodo se le dará una profundidad tal que el extremo superior de cada uno, ya hincado, quede como mínimo a 0,50 m. por debajo de la superficie del terreno. A esta profundidad irán también los cables de conexión entre los electrodos y el apoyo.

Los electrodos deben quedar aproximadamente a unos 80 cm. del macizo de hormigón. Cuando sean necesarios más de un electrodo, la separación entre ellos será, como mínimo, vez y media la longitud de uno de ellos, pero nunca quedarán a más de 3 m. del macizo de hormigón.



4.7.2.10.2. Anillo cerrado

La resistencia de difusión no será superior a 20 ohmios, para lo cual se dispondrá de tantos electrodos de difusión como sean necesarios con un mínimo de dos electrodos.

El anillo de difusión estará realizado con cable de cobre de 35 mm², pudiendo admitirse dos cables de acero galvanizado de 50 mm² de sección cada uno. Igual naturaleza y sección tendrán los conductores de conexión al apoyo.

El anillo estará enterrado a 50 cm. de profundidad y de forma que cada punto del mismo quede distanciado 1 m., como mínimo, de las aristas del macizo de cimentación.

4.7.2.10.3. Comprobación de los valores de resistencia de difusión

El Contratista facilitará a la Dirección Técnica, para su comprobación, los valores de resistencia de puesta a tierra de todos y cada uno de los apoyos.

4.7.3. Materiales

Los materiales empleados en la instalación serán entregados por el Contratista siempre que no se especifique lo contrario en el Pliego de Condiciones particulares.

4.7.3.1. Reconocimiento y admisión de materiales

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

Se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra, aunque no estén indicados en este Pliego de Condiciones.

4.7.3.2. Apoyos

Los apoyos de hormigón cumplirán las características señaladas en la Recomendación UNESA 6703 y en la Norma UNE 21080. Llevarán borne de puesta a tierra.



Los apoyos metálicos estarán contruidos con perfiles laminados de acero de los seleccionados en la Recomendación UNESA 6702 y de acuerdo con la Norma 36531-1ª R.

4.7.3.3. Herrajes

Serán del tipo indicado en el Proyecto. Todos estarán galvanizados.

Los soportes para aisladores rígidos responderán a la Recomendación UNESA 6626.

Los herrajes para las cadenas de suspensión y amarre cumplirán con las Normas UNE 21009, 21073 y 21124-76.

En donde sea necesario adoptar disposiciones de seguridad se emplearán varillas preformadas de acuerdo con la Recomendación UNESA 6617.

4.7.3.4. Aisladores

Los aisladores rígidos responderán a la Recomendación UNESA 6612.

Los aisladores empleados en las cadenas de suspensión o anclaje responderán a las especificaciones de la Norma UNE 21002.

En cualquier caso el tipo de aislador será el que figura en el Proyecto.

4.7.3.5. Conductores

Serán los que figuran en el Proyecto y deberán estar de acuerdo con la Recomendación UNESA 3403 y con las especificaciones de la Norma UNE 21016.

4.7.4.Recepción de obra

Durante la obra o una vez finalizada la misma, el Director de Obra podrá verificar que los trabajos realizados están de acuerdo con las especificaciones de este Pliego de Condiciones. Esta verificación se realizará por cuenta del Contratista.

Una vez finalizadas las instalaciones, el Contratista deberá solicitar la oportuna recepción global de la obra.



En la recepción de la instalación se incluirá la medición de la conductividad de las tomas de tierra y las pruebas de aislamiento pertinentes.

El Director de Obra contestará por escrito al Contratista, comunicando su conformidad a la instalación o condicionando su recepción a la modificación de los detalles que estime susceptibles de mejora.

4.7.4.1. Calidad de cimentaciones

El Director de Obra podrá encargar la ejecución de probetas de hormigón de forma cilíndrica de 15 cm de diámetro y 30 cm de altura; con objeto de someterlas a ensayos de compresión. El Contratista tomará a su cargo las obras ejecutadas con hormigón que hayan resultado de insuficiente calidad.

4.7.4.2. Tolerancias de ejecución

- Desplazamiento de apoyos sobre su alineación.

Si D representa la distancia, expresada en metros, entre ejes de un apoyo y el de ángulo más próximo, la desviación en alineación de dicho apoyo, es decir la distancia entre el eje de dicho apoyo y la alineación real, debe ser inferior a $D/100 + 10$, expresada en centímetros.

- Desplazamiento de un apoyo sobre el perfil longitudinal de la línea en relación a su situación prevista

No debe suponerse aumento en la altura del apoyo. Las distancias de los conductores respecto al terreno deben permanecer como mínimo iguales a las previstas en el Reglamento y no deben aparecer riesgos de ahorcamientos, ni esfuerzos longitudinales superiores a los previstos en alineación.

- Verticalidad de los apoyos

En apoyos de alineación se admite una tolerancia del 0,2 % sobre la altura del apoyo. En los demás igual tolerancia sobre la posición definida en el apartado 4.7.2.5.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PLIEGO DE CONDICIONES

PÁGINA 972

- Tolerancia de regulación

Los errores admitidos en las flechas serán:

- De $\pm 2,5$ % en el conductor que se regula con respecto a la teórica.
- De $\pm 2,5$ % entre dos conductores situados en planos verticales.
- De ± 4 % entre dos conductores situados en planos horizontales.

Estos errores se refieren a los apreciados antes de presentarse la afluencia. Dicho fenómeno sólo afecta al primero de los errores, o sea, la flecha real de un conductor con relación a la teórica, por lo que deberá tenerse presente al comprobar las flechas al cabo de un cierto tiempo del tendido.



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Estudio básico y análisis de rentabilidad de la instalación de huerto solar de 1 MW e instalación de MT asociada.

5. PRESUPUESTOS

Titulación: Ingeniería Industrial

Alumno: Alberto Marín Salas

Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, 8 de Septiembre de 2014



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PRESUPUESTOS

PÁGINA 975

5.1. Presupuesto obra civil

OBRA CIVIL			
Descripción	uds.	€/uds.(+IVA)	€
EXCAVACIONES			
m ³ Para introducir cables subterráneos	1145,4498	2,54 €	2.909,44 €
m ³ Para introducir zapata seguidor solar	603,746	2,54 €	1.533,51 €
m ³ Para introducir CT1 y CT2	24,503808	2,54 €	62,24 €
m ³ Para introducir CT3	21,14	2,54 €	53,70 €
m ³ Para introducir apoyos H línea aérea	17,3	2,54 €	43,94 €
CIMENTOS			
Zapata Seguidor solar	242	350,00 €	84.700,00 €
Apoyo de Hormigón para Línea Áreas	9	342,00 €	3.078,00 €
RELLENO ZANJAS			
m ³ de Relleno tras introducción de cables	1145,4498	3,30 €	3.779,98 €
TOTAL			96.160,82 €

5.2. Presupuesto mano de obra

MANO DE OBRA			
Descripción	uds.	€/uds.(+IVA)	€
Horas Peón ordinario	163,68	15,35 €	2.512,49 €
Horas Oficial 1ª electricista	195,4	17,51 €	3.421,45 €
Horas Oficial 2ª electricista	195,4	16,38 €	3.200,65 €
Horas Ayudante electricista	50	13,83 €	691,50 €
TOTAL			9.826,09 €



5.3. Presupuesto instalación evacuación energética

INSTALACIÓN PARA EVACUAR LA ENERGÍA GENERADA			
Descripción	uds.	€/uds.(+IVA)	€
CABLES, TUBOS Y APARAMENTA CORRIENTE CONTINUA (BT)			
Metros de CU RV-K (2 X 6 mm ²)	11882,2	2,50 €	29.717,38 €
Metros Tubo D (16 mm) 750N	11882,2	0,51 €	6.059,92 €
Metros conductor CU RV-K (1 X 35 mm ²)	260	6,24 €	1.621,62 €
Metros Tubo D (32 mm) 750N	130	1,40 €	182,00 €
Metros de CU RV-K (1 X 120 mm ²)	1825,6	21,60 €	39.434,79 €
Metros Tubo D (50 mm) 750N	912,8	2,31 €	2.108,57 €
PIA S800PV-S In = 20 A PdC = 5kA	242	154,43 €	37.372,06 €
FUSIBLE PV-80A-01XL-B In = 80A PdC = 50kA	2	163,30 €	326,60 €
FUSIBLE PV-160A-01XL-B In = 160A PdC = 50kA	10	227,00 €	2.270,00 €
CABLES Y TUBOS CORRIENTE ALTERNA (BT)			
Metros conductor CU RV-K (1 X 185 mm ²)	149,4	32,89 €	4.913,92 €
Metros neutro CU RV-K (1 X 95 mm ²)	49,8	16,62 €	827,73 €
Metros tubo D (75 mm) 750 N	49,8	2,31 €	115,04 €
CORRIENTE ALTERNA (MT)			
Metros conductor AL HEPRZ1 (1 X 150 mm ²)	272,382	21,72 €	5.917,23 €
Metros tubo protector TC 110 C	82	5,35 €	438,70 €
DISPOSITIVOS SOLARES			
Paneles SUNPOWER XL21-345	2904	379,50 €	1.102.068,00 €
Seguidor a dos ejes OPTIMLAND	242	1.780,00 €	430.760,00 €
Inversor Ingeteam 500TL	2	120.000,00 €	240.000,00 €
CGP Subcampos IP 66	12	225,00 €	2.700,00 €
Otros materiales necesarios	1	1.133,00 €	1.133,00 €
TOTAL			1.907.966,54 €



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PRESUPUESTOS

PÁGINA 977

5.4. Presupuesto instalación de consumo de energía

INSTALACIÓN PARA EL CONSUMO ENERGÉTICO			
Descripción	uds.	€/uds.(+IVA)	€
CORRIENTE ALTERNA (MT)			
Metros conductor AL HEPRZ1 (1 X 150 mm ²)	741	21,72 €	16.097,48 €
Metros tubo protector TC 110 C	247	5,35 €	1.321,45 €
CABLES Y TUBOS CORRIENTE ALTERNA (BT)			
Metros conductor CU RV-K (1 X 6 mm ²)	3456,4	1,13 €	3.902,28 €
Metros tubo D (20 mm) 750 N	1135,2	0,59 €	669,77 €
Metros neutro CU RV-K (2 X 6 mm ²)	56,1	2,50 €	140,31 €
Metros tubo D (20 mm) 750 N	21,7	0,59 €	12,80 €
Metros tubo D (16 mm) 750 N	34,4	0,51 €	17,54 €
Metros neutro CU RV-K (3 X 6 mm ²)	8823,32	3,62 €	31.922,77 €
Metros tubo D (20 mm) 750 N	8823,32	0,59 €	5.205,76 €
PIA 4P Simon In(16 A) 6kA	3	100,16 €	300,48 €
PIA 3P Simon In(10 A) 6kA	266	68,59 €	18.244,94 €
PIA 2P Simon In(10 A) 6kA	9	17,14 €	154,26 €
DIF 3P In(10A) 6kA 300mA	12	123,50 €	1.482,00 €
CGP para instalaciones interiores	3	59,50 €	178,50 €
Otros materiales necesarios	1	346,89 €	346,89 €
TOTAL			79.997,23 €



5.5. Presupuestos centros de transformación prefabricados

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO TIPO CT1 Y CT2			
Descripción	uds.	€/uds.(+IVA)	€
OBRA CIVIL			
Envolvente prefabricada 6,08 x 2,38 x 2,58 m.	1	7.900,00 €	7.900,00 €
CELDAS AT			
Línea (l. Asignada 400 A)	1	2.675,00 €	2.675,00 €
Protección con fusibles	1	5.200,00 €	5.200,00 €
INTERCONEXIÓN CELDAS AT Y TRAF0			
Cables AT aisl. Seco	1	1.175,00 €	1.175,00 €
EQUIPOS DE POTENCIA			
Trafo aisl. Aceite 630 kVA	1	13.175,00 €	13.175,00 €
INTERCONEXIÓN TRAF0 y CUADROS BT			
Cables BT 0,6/1kV	1	1.050,00 €	1.050,00 €
EQUIPOS DE BT			
Cuadro BT	1	3.753,00 €	3.753,00 €
RED DE TIERRAS			
Picas D = 14 mm	8	314,50 €	2.516,00 €
Metros Conductor desnudo Cu 50 mm2	19	105,00 €	1.995,00 €
VARIOS			
Equipo iluminación 150 lux min	1	200 €	200,00 €
Equipo de seguridad y maniobra	1	700 €	700,00 €
Rejillas de protección	1	233 €	233,00 €
TOTAL			40.572,00 €
CANTIDAD DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	2	40.572,00 €	81.144,00 €



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

PRESUPUESTOS

PÁGINA 979

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN PREFABRICADO TIPO CT3			
Descripción	uds.	€/uds.(+IVA)	€
OBRA CIVIL			
Envolvente prefabricada 8,46 x 2,46 x 2,65 m.	1	11.700,00 €	11.700,00 €
CELDAS AT			
Línea (I. Asignada 400 A)	4	2.675,00 €	10.700,00 €
Protección con fusibles TFO (I. Asignada 400 A)	1	3.500,00 €	3.500,00 €
Protección general AT fusibles (I. Asignada 400 A)	1	5.200,00 €	5.200,00 €
Medida (I. Asignada 400 A)	2	6.150,00 €	12.300,00 €
Seccionamiento (I. Asignada 400 A)	1	1.750,00 €	1.750,00 €
INTERCONEXIÓN CELDAS AT Y TRAF0			
Cables AT aisl. Seco	1	1.175,00 €	1.175,00 €
EQUIPOS DE POTENCIA			
Trafo aisl. Aceite 25 kVA	1	1.520,00 €	1.520,00 €
INTERCONEXIÓN TRAF0 y CUADROS BT			
Cables BT 0,6/1kV	1	1.050,00 €	1.050,00 €
EQUIPOS DE BT			
Cuadro BT	1	3.753,00 €	3.753,00 €
RED DE TIERRAS			
Picas D = 14 mm	8	314,50 €	2.516,00 €
Metros Conductor desnudo Cu 50 mm2	24	105,00 €	2.520,00 €
VARIOS			
Equipo iluminación 200 lux min	2	200	400,00 €
Equipo de seguridad y maniobra	1	700	700,00 €
Rejillas de protección	1	233	233,00 €
Equipo de medida	1	3432	3.432,00 €
TOTAL			62.449,00 €



5.6. Presupuesto línea aérea de Alta Tensión

LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN			
Descripción	uds.	€/uds.	€
CONDUCTORES			
Metros de línea LA-56 Al-Ac (54,6 mm ²)	2980,56	1,69 €	5.037,15 €
CADENAS DE AISLADORES			
U70BS (2 Elementos)	48	405,76 €	19.476,48 €
APOYOS ADOPTADOS			
Celosía Recto (Esf. útil 1000; Altura 12 m)	6	578,88 €	3.473,28 €
Celosía Recto (Esf. útil 2000; Altura 12 m)	1	766,80 €	766,80 €
Celosía Recto (Esf. útil 2000; Altura 14 m)	1	901,80 €	901,80 €
Hormigón cuadrado (Esf. Útil 400; Altura 11 m)	1	435,00 €	435,00 €
CRUCETAS			
Cruceta recta simple (Esf. Max 1600 daN; Dist.Cond 1,1 m)	1	100,00 €	100,00 €
Cruceta recta simple (Esf. Max 4500 daN; Dist.Cond 1,25 m)	6	125,00 €	750,00 €
Cruceta recta simple (Esf. Max 4500 daN; Dist.Cond 1,5 m)	2	150,00 €	300,00 €
TOTAL			31.240,51 €

5.7. Presupuesto total

PRESUPUESTO TOTAL	€ (IVA)
OBRA CIVIL	96.160,82 €
MANO DE OBRA	9.826,09 €
INSTALACIÓN PARA EVACUAR LA ENERGÍA GENERADA	1.907.966,54 €
INSTALACIÓN PARA EL CONSUMO ENERGÉTICO	79.997,23 €
CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	117.243,00 €
LÍNEA AÉREA DE ALTA TENSIÓN	31.240,51 €
TOTAL	2.242.434,19 €

Asciende el Presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de DOS MILLONES DOSCIENTAS CUARENTA Y DOS MIL CUATROCIENTAS TREINTA Y CUATRO EUROS CON DIECINUEVE CÉNTIMOS.



Universidad
Politécnica
de Cartagena



industriales
etsii UPCT

Estudio básico y análisis de rentabilidad de la instalación de huerto solar de 1 MW e instalación de MT asociada.

6. BIBLIOGRAFÍA

Titulación: Ingeniería Industrial

Alumno: Alberto Marín Salas

Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez

Cartagena, 8 de Septiembre de 2014



DOCUMENTOS BIBLIOGRÁFICOS

ABB. *Productos de baja tensión: Soluciones para energía solar.* ABB

España. Dirección general para la Vivienda y Arquitectura Ministerio de Obras Públicas y Urbanismo. *Norma Básica de la Edificación NBE-E-88: Acciones en la Edificación.*

España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio MINETUR (2000). *Resumen y plan de energías renovables 2000 – 2010.* IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

España. Ministerio de Ciencia y tecnología (2002). *Guía de aplicación del reglamento electrotécnico para baja tensión.* España: Ministerio de Ciencia y tecnología.

España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio MINETUR (2005). *Resumen y plan de energías renovables 2005 – 2010.* IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

España. Ministerio de Fomento (2009). *Código Técnico de la Edificación: Documento Básico SE-AE: Seguridad Estructural Acciones en la edificación.* España: Ministerio de Fomento.

España. Ministerio de Fomento (2009). *Código Técnico de la Edificación: Documento Básico DB HE Sección HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica.* España: Ministerio de Fomento.

España. Ministerio de Industria, turismo y Comercio (2010). *Factores de conversión energía final – energía primaria y factores de emisión de CO2 - 2010.* . IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio MINETUR (2011). *Resumen y plan de energías renovables 2011 – 2020.* IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

España. Ministerio de Fomento (2011). *Documento de Apoyo al Documento Básico DB-HE Ahorro de energía: DA DB-HE / 1 Zonificación climática en función de la radiación solar global media diaria anual.* España: Ministerio de Fomento.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

BIBLIOGRAFÍA

PÁGINA 984

España. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio MINETUR (2011). *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Iberdrola (2005). NI 52.30.24: *Piezas para armados de derivación y seccionamiento en líneas de MT*. Iberdrola S.A.U.

Iberdrola (2005). NI 52.95.03: *Tubos de plástico corrugados y accesorios (exentos de halógenos) para canalizaciones subterráneas de distribución*. Iberdrola S.A.U.

Iberdrola (2006). MT 2.23.17: *Conjuntos constructivos: líneas de MT ata 30 kV con conductores desnudos. Armados en línea de simple circuito*. Iberdrola S.A.U.

Iberdrola (2009). MT 2.31.01: *Proyecto tipo de línea subterránea de AT hasta 30 kV*. Iberdrola S.A.U.

Iberdrola (2009). NI 48.08.01: *Aisladores compuestos para cadenas de líneas eléctricas de alta tensión*. Iberdrola S.A.U.

Iberdrola (2010). MT 2.21.60: *Proyecto tipo: Línea Aérea de Media Tensión, simple circuito con conductor de aluminio acero 47-AL1/8ST1A (LA56)*. Iberdrola S.A.U.

Iberdrola (2013). MT 2.03.20: *Normas particulares para instalaciones de Alta tensión (hasta 30 kV) y Baja*. Iberdrola S.A.U.

Iberdrola (2014). *Precios regulados 2014 electricidad y gas*. Iberdrola S.A.U.

Ortiz, M. *Cálculo de líneas de instalación fotovoltaica*. Universidad Miguel Hernández Elche.

Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Real Decreto 661. (2007, 25 mayo). *Boletín oficial del Estado*, Número 126, 2007, 26 de mayo.



**Estudio básico y análisis de rentabilidad
de la instalación de huerto solar de 1
MW e instalación de MT asociada.**

Alumno: Albero Marín Salas.
Director: Fco. Javier Cánovas Rodríguez.

BIBLIOGRAFÍA

PÁGINA 985

Real Decreto por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09. Real Decreto 223. (2008, 15 febrero). *Boletín oficial del Estado*, Número 68, 2008, 19 marzo.

Real Decreto de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. Real Decreto 1578. (2008, 26 septiembre). *Boletín oficial del Estado*, Número 234, 2008, 27 septiembre.

Real Decreto – Ley por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.. Real Decreto – ley 1. (2012, 27 enero). *Boletín oficial del Estado*, Número 24, 2012, 28 enero.

REE. *Boletín mensual Mayo 2014*. REE N°89 REE: Red Eléctrica de España.

Región de Murcia. Consejería de Presidencia Dirección general de Protección Civil.
Plan de Protección civil ante nevadas y olas de frío en la Región de Murcia.
Región de Murcia.

Región de Murcia (2007). *Atlas de Radiación Solar y Temperatura Ambiente en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia*. ARGEM.

Schneider Electric. *Guía de soluciones: Parques fotovoltaicos*. Schneider Electric.

